



Instituto Superior de Engenharia

Politécnico de Coimbra

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA
ELETROTÉCNICA

Análise e Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos – Estágio Curricular na SunEnergy

Relatório de Estágio para a obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica

Especialização em Automação e Comunicações em Sistemas de
Energia

Autor

Alexandre Rodrigues Pinto

Orientadores

Professor Doutor Adelino Jorge Coelho Pereira

Professora Doutora Rita Manuela da Fonseca Monteiro Pereira

Supervisor na empresa SunEnergy

Engenheiro Paulino Gonçalves Oliveira

Coimbra, outubro de 2025



INSTITUTO POLITÉCNICO
DE COIMBRA

INSTITUTO SUPERIOR
DE ENGENHARIA
DE COIMBRA

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar a minha profunda gratidão a todos os que contribuíram para a concretização deste estágio curricular e para o desenvolvimento do presente relatório.

Em primeiro lugar, agradeço ao Dr. Raúl Santos, CEO da *Sunenergy*, pela oportunidade de integrar a empresa e acompanhar de perto um setor tão dinâmico e relevante como o das energias renováveis. Um agradecimento especial ao Engenheiro Paulino Oliveira, CTO do departamento fotovoltaico, pelo acompanhamento técnico, disponibilidade constante e partilha de conhecimentos ao longo do estágio.

Quero também agradecer aos meus colegas de departamento – Pedro Toscano, Luís Correia, Félix Rocha, André Figueiredo, Ricardo Teixeira, Micael Silva, João Silva, Daniel Lopes e Romeu Viana – pelo acolhimento, companheirismo e espírito de equipa que tornaram esta experiência ainda mais enriquecedora a nível pessoal e profissional.

Agradeço ainda à minha família pelo apoio incondicional ao longo de todo o meu percurso académico, à minha namorada pela paciência e motivação constante e aos meus amigos pelo encorajamento e amizade de sempre.

Por fim, não posso deixar de agradecer aos Professores Doutor Adelino Pereira e Doutora Rita Pereira, pela orientação, disponibilidade e contributos valiosos na elaboração deste relatório.

A todos, o meu sincero obrigado.

RESUMO

O presente documento foi elaborado no âmbito da unidade curricular de “Estágio”, correspondente ao 2.º ano do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Especialização em Automação e Comunicações em Sistemas de Energia realizado no Instituto Superior de Engenharia de Coimbra (ISEC). Este documento apresenta o percurso desenvolvido ao longo do estágio, bem como alguns dos projetos realizados em contexto empresarial no departamento fotovoltaico na Original *SunEnergy*, Lda. O estágio teve uma duração de 8 meses, decorrendo entre o dia 2 de dezembro de 2024 e o dia 31 de julho de 2025, permitindo assim a aplicação de conceitos teóricos, muitos deles adquiridos ao longo do percurso académico, a situações práticas. Assim, foi possível a aquisição tanto de conhecimentos como de competências a nível profissional.

A empresa *SunEnergy* foca-se principalmente na área das energias renováveis, nomeadamente no setor da energia fotovoltaica e na mobilidade elétrica.

Inicialmente, no presente relatório será realizada uma breve introdução sobre as energias renováveis, com especial atenção na energia fotovoltaica, existindo uma descrição sobre as principais tecnologias constituintes deste tipo de sistema.

Ao longo do relatório existiu também uma exposição dos trabalhos mais relevantes realizados ao longo do estágio, incidindo principalmente no estudo e no dimensionamento dos sistemas solares fotovoltaicos para posterior produção de energia em regime de autoconsumo. Serão também demonstradas todas as etapas da elaboração destes projetos, bem como do dimensionamento dos mesmos.

Palavras-Chave: Bateria, Consumo, Energia Elétrica, Energia Fotovoltaica, Inversor, Módulos Fotovoltaicos, Produção, PVSol, Sistema Fotovoltaico

ABSTRACT

This document was prepared as part of the “Internship” course, corresponding to the second year of the Master's Degree in Electrical Engineering - Specialization in Automation and Communications in Energy Systems at the Higher Institute of Engineering of Coimbra (ISEC). This document presents the path developed throughout the internship, as well as some of the projects carried out in a business context in the photovoltaic department at Original *SunEnergy*, Lda. The internship lasted 8 months, running from December 2, 2024, to July 31, 2025, thus allowing the application of theoretical concepts, many of them acquired throughout the academic course, to practical situations. This made it possible to acquire both knowledge and skills at a professional level.

SunEnergy focuses mainly on renewable energy, particularly in the photovoltaic energy and electric mobility sectors.

This report begins with a brief introduction to renewable energy, with a special focus on photovoltaic energy, including a description of the main technologies that make up this type of system.

Throughout the report, there is also a presentation of the most relevant work carried out during the internship, focusing mainly on the study and dimensioning of photovoltaic solar systems for subsequent energy production for self-consumption. All stages of the development of these projects will also be demonstrated, as well as their dimensioning.

Keywords: Battery, Consumption, Electrical Energy, Photovoltaic Energy, Inverter, Photovoltaic Modules, Production, PVSol, Photovoltaic System

ÍNDICE

Agradecimentos	i
Resumo	iii
Abstract	v
Índice.....	vii
Índice de Figuras.....	x
Índice de Tabelas.....	xv
Simbologia e Abreviaturas	xvii
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento	1
1.2 Objetivos	6
1.3 Organização.....	7
2 SunEnergy	9
2.1 A Rede.....	11
2.2 Missão e visão	12
2.3 Estrutura Organizacional	12
3 A Energia em Portugal	15
3.1 Panorama Energético Português	15
3.2 Planos de Ação Climática	18
3.3 Energia Solar	21
3.3.1 Radiação, Irradiância e Irradiação solar	21
3.4 Efeito fotovoltaico.....	24
4 Enquadramento Legal.....	25
4.1 Perspetiva histórica da evolução da legislação portuguesa.....	25
4.2 Legislação Atual.....	27
4.2.1 Diferenças entre UPAC e UPP	27
4.2.2 Direitos e deveres das entidades produtoras.....	28
4.2.3 Processo de Licenciamento	28
4.2.4 Contagem	29
4.2.5 Inspeções Periódicas.....	29
4.3 Registo de uma entidade de produção no portal da DGEG	30
4.3.1 Registo MCP.....	31
4.3.2 Registo UPAC.....	36
5 Sistema Fotovoltaico.....	43
5.1 Definição	43
5.2 Módulo fotovoltaico	44

5.2.1	Células fotovoltaicas	44
5.2.2	Constituição	49
5.2.3	Associação	50
5.2.4	Estruturas	54
5.2.5	Influência da temperatura	61
5.2.6	Sombreamento dos módulos fotovoltaicos	63
5.3	Inversor	68
5.3.1	Inversor OFF-Grid	68
5.3.2	Inversor ON-Grid	69
5.3.3	Inversor Híbrido	70
5.3.4	Micro inversor	72
5.4	Sistema de armazenamento	74
5.5	Reguladores de carga	78
5.6	Sistemas de proteção elétrica	80
5.6.1	Descarregador de sobretensões (DST)	80
5.6.2	Corta-circuito fusível	82
5.6.3	Disjuntor	83
5.6.4	Interruptor Diferencial	85
5.7	Sistemas de monitorização	86
5.7.1	Monitorização de consumos	86
5.7.2	Monitorização da produção fotovoltaica	87
5.7.3	Monitorização meteorológica	88
6	Estudos de Caso	91
6.1	Sistema fotovoltaico flutuante	91
6.1.1	Descrição da instalação	91
6.1.2	Simulação e dimensionamento no software PVSol	94
6.1.3	Dimensionamento da cablagem e das proteções	105
6.1.4	Monitorização da instalação fotovoltaica	118
6.1.5	Tipo de estrutura utilizada	122
6.1.6	Comparação da simulação com a realidade	135
6.2	Sistema fotovoltaico tipo <i>carpark</i>	138
6.2.1	Descrição da instalação	138
6.2.2	Simulação e dimensionamento no software PVSol	140
6.2.3	Dimensionamento da cablagem e das proteções	151
6.2.4	Tipo de estrutura utilizada	161
6.2.5	Comparação da simulação com a realidade	164
7	Conclusões	165

Referências Bibliográficas	166
Anexo 1 – Estudo de caso nº1: Risen Energy RSM110-8-530M-550M	173
Anexo 2 – Estudo de caso nº1: Huawei SUN2000-50KTL-M3	175
Anexo 3 – Estudo de caso nº2: Risen Energy RSM108-10-435-460BNDG	177
Anexo 4 – Estudo de caso nº2: Huawei SUN2000-100KTL-M2	179

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 - Distribuição das centrais electroprodutoras em Portugal continental [2]	4
Figura 1.2 - Distribuição das centrais electroprodutoras em Portugal nos arquipélagos da Madeira e dos Açores [2]	4
Figura 2.1 – Fachada Original <i>SunEnergy</i> [8].....	9
Figura 2.2 - Dados estatísticos relativos às instalações fotovoltaicas já realizadas pela <i>SunEnergy</i> [9]	10
Figura 2.3 – Certificados <i>SunEnergy</i> [9]	10
Figura 2.4 – Estrutura organizacional <i>SunEnergy</i>	13
Figura 3.1 – Metas energia e clima de Portugal para o horizonte 2030 [15].....	19
Figura 3.2 – Evolução das emissões totais de CO ₂ no horizonte 2030 (Mton CO ₂) [15]	19
Figura 3.3 – Evolução do contributo das renováveis no consumo final de energia [15]	20
Figura 3.4 – Evolução do contributo das renováveis na eletricidade [15]	20
Figura 3.5 - Representação do sistema solar ativo e passivo [20].....	21
Figura 3.6 – Tipos de radiação solar [22]	22
Figura 3.7 - Software de cálculo da irradiação solar PVGIS [25]	23
Figura 4.1 – Portal <i>online</i> da DGEG	30
Figura 4.2 – Seleção da opção “Nova Entidade de Autoconsumo”.....	30
Figura 4.3 - Página de registo da entidade na plataforma da DGEG	31
Figura 4.4 - Registo de uma MCP no portal da DGEG.....	32
Figura 4.5 – Continuação do registo de uma MCP no portal da DGEG	33
Figura 4.6 - Esquemas de ligações de uma UPAC com contador bidirecional e com contador totalizador [33]	34
Figura 4.7 - Recibo de submissão MCP	35
Figura 4.8 - Dados do registo de uma UPAC no portal da DGEG.....	38
Figura 4.9 - Dados do registo de uma UPAC no portal da DGEG.....	38
Figura 4.10 - Dados do registo de uma UPAC no portal da DGEG.....	39
Figura 4.11 – Lista de entidades habilitadas a efetuar inspeções de UPAC’s ligadas à média tensão [34]	40
Figura 4.12 - Certificado de exploração de uma UPAC.....	41
Figura 5.1 - Representação de um sistema fotovoltaico [37]	44
Figura 5.2 – Hierarquia: Da célula ao arranjo fotovoltaico [38].....	44
Figura 5.3 – Junção P-N de uma célula fotovoltaica de silício [38]	45
Figura 5.4 – Princípio básico de funcionamento de uma célula fotovoltaica [38].....	46
Figura 5.5 – Principais tipos de células fotovoltaicas [43]	47
Figura 5.6 – Curva I-V característica de um módulo fotovoltaico [38]	47
Figura 5.7 – Curva P-V característica de um módulo fotovoltaico [38]	48
Figura 5.8 – Estrutura de um módulo fotovoltaico [45]	50
Figura 5.9 – Esquemático de uma associação de n módulos fotovoltaicos em série [45].....	51
Figura 5.10 – Esquemático de uma associação de n módulos fotovoltaicos em paralelo [45].....	51

Figura 5.11 – Esquemático de uma associação mista [45]	52
Figura 5.12 – Tipos de telhas mais comuns em telhados inclinados [47]	54
Figura 5.13 – Perfuração diretamente sobre a telha até à placa de betão [49]	55
Figura 5.14 - Perfuração diretamente sobre a telha até ao barroto de madeira [49]	55
Figura 5.15 – Estrutura de fixação dos painéis fotovoltaicos com recurso a varões roscados num telhado inclinado [49]	55
Figura 5.16 – Solução com savatella [50].....	56
Figura 5.17 - Estrutura de fixação dos painéis fotovoltaicos com recurso a savatella num telhado inclinado [51].....	56
Figura 5.18 - Estrutura de fixação dos painéis fotovoltaicos para telhado inclinado de chapa ou sanduíche com recurso a perfis corridos [52]	57
Figura 5.19 - Fixação dos suportes dos painéis fotovoltaicos para telhado inclinado de chapa ou sanduíche [52].....	57
Figura 5.20 - Estrutura de fixação dos painéis fotovoltaicos para telhado plano de chapa metálica [52]	58
Figura 5.21 – Estrutura de fixação dos painéis fotovoltaicos para terraço plano com base em betão [52]	58
Figura 5.22 – Suportes utilizados na estrutura metálica para terraço plano com configuração nascente-poente [52]	59
Figura 5.23 – Estrutura metálica para terraço plano com configuração nascente-poente [52].....	59
Figura 5.24 – Estrutura em betão para superfície plana (<i>Solarbloc</i>) [53].....	59
Figura 5.25 – Estrutura utilizada em parques de estacionamento simples [52]	60
Figura 5.26 – Estrutura utilizada em parques de estacionamento duplo [52]	60
Figura 5.27 - Curva I-V de uma string com sombreamento uniforme [55]	63
Figura 5.28 - Curva P-V de uma <i>string</i> com sombreamento uniforme [55]	64
Figura 5.29 - Curva I-V de uma <i>string</i> com sombreamento parcial [55].....	64
Figura 5.30 - Curva P-V de uma <i>string</i> com sombreamento parcial [55]	65
Figura 5.31 - Curva I-V de uma string com sombreamento parcial às 8h da manhã [55]	65
Figura 5.32 - Curva P-V de uma <i>string</i> com sombreamento parcial às 8h da manhã [55]	66
Figura 5.33 - Curva I-V de uma <i>string</i> com sombreamento parcial às 12h [55]	66
Figura 5.34 - Curva P-V de uma <i>string</i> com sombreamento parcial às 12h [55].....	66
Figura 5.35 - Funcionamento de um diodo <i>bypass</i> [56]	67
Figura 5.36 – Esquema de um inversor <i>off-grid</i> [58]	68
Figura 5.37 – Esquema de um inversor <i>on-grid</i> [58]	70
Figura 5.38 – Esquema de um inversor híbrido padrão [58]	71
Figura 5.39 - Ligações entre módulos fotovoltaicos e um inversor tradicional e entre módulos fotovoltaicos e vários micro inversores [63].....	72
Figura 5.40 – Sombreamento num sistema com inversor tradicional e num sistema com micro inversores [64].....	73
Figura 5.41 - Energia e potência específica para diferentes tipos de baterias [70].....	76
Figura 5.42 – Cenário típico de funcionamento de uma bateria [71].....	77
Figura 5.43 – Redireção da sobretensão à terra através do descarregador de sobretensões [76] ...	81
Figura 5.44 – Descarregador de sobretensões para corrente AC trifásico [77]	82

Figura 5.45 – Descarregador de sobretensões para corrente DC [78]	82
Figura 5.46 – Seccionador fusível [80]	83
Figura 5.47 – Características internas de um disjuntor magneto térmico [81]	84
Figura 5.48 – Curvas de disparo dos disjuntores do tipo B, C e D [83].....	85
Figura 5.49 – Atuação do interruptor diferencial [85].....	85
Figura 5.50 – Diagrama de cargas no mês de agosto de uma habitação [87].....	87
Figura 5.51 – Contador de energia obrigatório da E-Redes [87].....	87
Figura 5.52 – <i>Huawei SmartLogger</i> 3000A [88].....	88
Figura 5.53 – Contador de energia <i>Itron</i> SL 7000 [90]	88
Figura 5.54 – Esquemático de funcionamento de uma estação meteorológica instalada num sistema fotovoltaico [91].....	89
Figura 6.1 - Localização da estação elevatória do Aravil	92
Figura 6.2 - Localização da zona técnica, do quadro DC e do local de implementação do sistema fotovoltaico flutuante	93
Figura 6.3 - Localização da zona técnica da instalação	93
Figura 6.4 - Preenchimento dos dados do cliente no software PVSol	94
Figura 6.5 - Preenchimento do tipo de sistema no software PVSol	95
Figura 6.6 - Preenchimento da localização da instalação no software PVSol	95
Figura 6.7 - Diagrama de consumos da estação elevatória do Aravil	96
Figura 6.8 - Gráfico de consumos mensais obtido no software PVSol	97
Figura 6.9 - Implantação dos módulos fotovoltaicos no lago.....	98
Figura 6.10 -Configuração das <i>strings</i> no <i>software</i> PVSol.....	102
Figura 6.11 – Implementação da distribuição das <i>strings</i> no <i>software</i> PVSol.....	103
Figura 6.12 - Previsão de rendimento da instalação fotovoltaica	104
Figura 6.13 - Gráfico do fluxo de energia anual da instalação fotovoltaica	104
Figura 6.14 - Modo e método de instalação adotados no dimensionamento da cablagem no troço do inversor ao QFV [92].....	107
Figura 6.15 - Correntes admissíveis para os métodos de instalação E, F e G segundo o Quadro 52-C11 [92].....	108
Figura 6.16 - Correntes admissíveis para os métodos de instalação E, F e G segundo o Quadro 52-C12 [92].....	111
Figura 6.17 - Correntes admissíveis para os métodos de instalação E, F e G segundo o Quadro 52-C12 [92].....	111
Figura 6.18 - Critérios a cumprir no cálculo de proteções [93]	113
Figura 6.19 - Esquema do quadro fotovoltaico da instalação fotovoltaica	116
Figura 6.20 - Esquema do quadro geral de baixa tensão da instalação fotovoltaica	117
Figura 6.21 - Esquema unifilar da instalação fotovoltaica	118
Figura 6.22 - Página inicial da monitorização do sistema fotovoltaico	119
Figura 6.23 - Tendência diária de produção e consumo fotovoltaico	120
Figura 6.24 - Tendência relativa ao mês de junho de produção e consumo fotovoltaico	120
Figura 6.25 - Tendência anual do ano de 2025 de produção e consumo fotovoltaico.....	121
Figura 6.26 - Gestão de equipamentos do sistema fotovoltaico através da plataforma <i>FusionSolar</i> 122	

Figura 6.27 – Estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos [94].....	123
Figura 6.28 - Flutuadores [94].....	123
Figura 6.29 - Parafusos e porcas [94].....	123
Figura 6.30 - Conector PE [94]	124
Figura 6.31 – Perfis em aço com disposição em C [94]	124
Figura 6.32 – Sistema de fixação [94]	124
Figura 6.33 – Sistema de ancoragem e conexão [94]	125
Figura 6.34 - Processo de ancoragem do sistema fotovoltaico flutuante [95].....	125
Figura 6.35 - Pontos de ancoragem do sistema fotovoltaico flutuante.....	126
Figura 6.36 - Suporte da cablagem [94]	126
Figura 6.37 – Suporte de equipamento [94]	126
Figura 6.38 – Disposição e alinhamento dos flutuadores [96].....	127
Figura 6.39 – Ligação entre os flutuadores do passadiço e o flutuador do equipamento [96].....	127
Figura 6.40 - Acabamento final do conjunto [96]	128
Figura 6.41 - Ligação entre o primeiro e o segundo flutuador [96].....	128
Figura 6.42 - Matriz pretendida [96].....	128
Figura 6.43 – Disposição dos perfis em “C” relativamente aos flutuadores de passadiço longo [96]	129
Figura 6.44 - Conexão entre o perfil com disposição em “C” e o flutuador de passadiço longo [96] .	129
Figura 6.45 – Zonas de ligação entre os perfis com disposição em “C” [96]	130
Figura 6.46 – Conexão entre dois perfis com disposição em “C” [96].....	130
Figura 6.47 – Sistema de suporte dos painéis fotovoltaicos [96]	131
Figura 6.48 – Conexão entre a parte superior do sistema de suporte e o painel fotovoltaico [96]	131
Figura 6.49 - Conexão entre a parte inferior do sistema de suporte e o perfil em disposição de “C” [96]	131
Figura 6.50 - Fixação dos módulos fotovoltaicos com os perfis com disposição em “C” [96].....	132
Figura 6.51 – Instalação do ponto de ancoragem nos flutuadores de curto passadiço [96]	132
Figura 6.52 - Instalação do ponto de ancoragem nos flutuadores de longo passadiço [96]	133
Figura 6.53 - Suporte de cabos Norte-Sul [96]	133
Figura 6.54 - Suporte de cabos Este-Oeste [96]	133
Figura 6.55 - Esquemático da estrutura flutuante do sistema fotovoltaico [96].....	134
Figura 6.56 – Implementação real da instalação fotovoltaica.....	134
Figura 6.57 - Implementação da zona técnica.....	135
Figura 6.58 – Comparação anual dos consumos simulados e reais da instalação.....	135
Figura 6.59 – Comparação anual da energia do gerador fotovoltaico simulada e real.....	136
Figura 6.60 - Comparação anual do autoconsumo simulado e real.....	137
Figura 6.61 - Comparação anual da injeção realizada na rede simulada e real	137
Figura 6.62 – Localização da instalação Meta dos Leitões	139
Figura 6.63 - Localização da zona técnica e da zona de implementação do sistema fotovoltaico	139
Figura 6.64 - Localização da zona técnica da instalação	140
Figura 6.65 - Preenchimento dos dados do cliente no software PVSol	140

Figura 6.66 - Preenchimento do tipo de sistema no software PVSol	141
Figura 6.67 - Preenchimento da localização da instalação no software PVSol	141
Figura 6.68 - Diagrama de consumos do restaurante Meta dos Leitões.....	143
Figura 6.69 - Gráfico de consumos mensais obtidos no software PVSol.....	144
Figura 6.70 - Implementação dos módulos fotovoltaicos no parque de estacionamento do restaurante	145
Figura 6.71 - Configuração das strings do inversor no software PVSol	147
Figura 6.72 – Implementação da distribuição das <i>strings</i> no <i>software</i> PVSol.....	148
Figura 6.73 - Análise financeira no software PVSol	148
Figura 6.74 - Definição dos períodos de consumo tetra-horário no software PVSol	150
Figura 6.75 - Previsão do rendimento da instalação fotovoltaica	150
Figura 6.76 - Gráfico do fluxo de energia anual da instalação fotovoltaica	151
Figura 6.77 – Modo e método de instalação adotados no dimensionamento da cablagem no troço do quadro do PCVE ao quadro híbrido [92].....	154
Figura 6.78 - Correntes admissíveis para o método de instalação D segundo o Quadro 52-C30 [92]	155
Figura 6.79 - Esquema do quadro fotovoltaico da instalação fotovoltaica	158
Figura 6.80 - Esquema do quadro híbrido da instalação fotovoltaica	158
Figura 6.81 - Esquema do quadro do PCVE da instalação fotovoltaica.....	159
Figura 6.82 - Esquema do quadro geral de baixa tensão da instalação fotovoltaica	159
Figura 6.83 - Esquema unifilar da instalação fotovoltaica	161
Figura 6.84 - Local antes da implementação do sistema fotovoltaico	162
Figura 6.85 - Local antes da implementação do sistema fotovoltaico	162
Figura 6.86 – Dimensões da estrutura do tipo <i>carpark</i>	162
Figura 6.87 - Instalação da estrutura	163
Figura 6.88 – Implementação real da instalação fotovoltaica.....	163
Figura 6.89 - Implementação da zona técnica	164
Figura 6.90 - Erro na comunicação do meter	164

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1.1 - Emissões comparativas entre os anos de 2005 e de 2023, em Portugal [1]	2
Tabela 1.2 – Maiores potências instaladas nas diferentes centrais electroprodutoras em Portugal [2] 5	5
Tabela 1.3 – Centrais fotovoltaicas com maior potência instalada em Portugal [2], [3], [4], [5], [6], [7]. 6	6
Tabela 2.1 – Lista de lojas e franchisados <i>SunEnergy</i> [10].....	11
Tabela 3.1 – Potência instalada nas centrais produtoras de energia elétrica em Portugal com base em fontes não renováveis nos últimos 9 anos em MW [12]	16
Tabela 3.2 – Potência instalada nas centrais produtoras de energia elétrica em Portugal com base em fontes renováveis nos últimos 9 anos em MW [12]	17
Tabela 4.1 - Escalões das UPAC e respetivos procedimentos	29
Tabela 4.2 – Tipo de contador a utilizar mediante a potência instalada na UPAC	29
Tabela 5.1 – Comparação entre painéis fotovoltaicos com células monocristalinas e policristalinas [41]	46
Tabela 5.2 – Parâmetros curva I-V [44]	49
Tabela 5.3 – Descrição dos diferentes componentes e respetivas funções dos constituintes de um módulo fotovoltaico [45]	50
Tabela 5.4 – Comparação entre os diferentes tipos de associações dos módulos fotovoltaicos [45] .53	53
Tabela 5.5 – Diferenças entre as condições de funcionamento STC e NMOT [54]	61
Tabela 5.6 - Exemplo de características elétricas de um painel fotovoltaico [54]	62
Tabela 5.7 – Diferenças entre um sistema que utiliza um inversor tradicional e um sistema que utiliza micro inversores [64]	74
Tabela 5.8 – Comparação entre os diferentes tipos de baterias utilizados em sistemas fotovoltaicos [67], [69]	76
Tabela 5.9 – Comparação tecnologias de regulação de carga PWM e MPPT [75]	79
Tabela 5.10 – Características das correntes de descargas atmosférica [76].....	81
Tabela 6.1 - Organização dos valores dos consumos mensais janeiro-junho	95
Tabela 6.2 - Organização dos valores dos consumos mensais julho-dezembro	96
Tabela 6.3 - Dados relevantes fornecidos pelo cliente	96
Tabela 6.4 – Principais características elétricas do módulo fotovoltaico <i>Risen RSM110-8-550M</i>	99
Tabela 6.5 – Principais características elétricas do inversor <i>Huawei SUN2000-50KTL-M3</i>	100
Tabela 6.6 - Correntes estipuladas para fusíveis e para disjuntores [92]	114
Tabela 6.7 - Resumo da cablagem e das proteções utilizadas entre os inversores e o quadro fotovoltaico	117
Tabela 6.8 - Resumo da cablagem e das proteções utilizadas entre o quadro fotovoltaico e o quadro geral de baixa tensão	117
Tabela 6.9 – Dados relevantes da fatura	142
Tabela 6.10 - Organização dos valores dos períodos SV, VN, P e C nos meses de janeiro a junho, em kWh	142
Tabela 6.11 - Organização dos valores dos períodos SV, VN, P e C nos meses de julho a dezembro, em kWh	143
Tabela 6.12 - Principais características elétricas do módulo fotovoltaico <i>Risen RSM108-10-450BNDG</i>	146

Tabela 6.13 - Principais características elétricas do inversor <i>Huawei</i> SUN2000-100KTL-M2.....	146
Tabela 6.14 - Preço em €/kWh dos diferentes períodos (Super Vazio, Vazio Normal, Pontas, Cheias)	149
Tabela 6.15 - Resumo da cablagem e das proteções utilizadas entre o inversor e o quadro fotovoltaico	159
Tabela 6.16 - Resumo da cablagem e das proteções utilizadas entre o quadro fotovoltaico e o quadro híbrido	160
Tabela 6.17 - Resumo da cablagem e das proteções utilizadas entre o quadro do PCVE e o quadro híbrido	160
Tabela 6.18 - Resumo da cablagem e das proteções utilizadas entre o quadro híbrido e o quadro geral de baixa tensão	160

SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS

A	Ampere;
AC	Corrente Alternada;
Ah	Ampere hora;
C	Coloumb;
CO₂	Dióxido de Carbono;
CPE	Código de Ponto de Entrega;
DC	Corrente Contínua;
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia;
GSM	Global System for Mobile; Communications;
GW	Gigawatt;
h	Hora;
I	Corrente;
IU	Instalação de utilização;
J	Joule;
K	Kelvin;
kA	Kiloampere;
kg	Kilograma;
kVA	Kilovolt ampere;
kW	Kilowatt;
kWn	Kilowatt hora;
kWn	Kilowatt nominal;
kWp	Kilowatt pico;
m²	Metro quadrado;
mm²	Milímetro quadrado;
M2M	Machine to Machine;
MCP	Mera Comunicação Prévia;
MPPT	Maximum Power Point Tracking;
Mton	Mega tonelada;
MW	Megawatt;
MWh	Megawatt hora;
ORD	Operadores das Redes de Distribuição;
P	Potência;

PCVE	Postos de Carregamento de Veículos Elétricos;
PWM	Pulse Width Modulation;
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público;
RIC	Regulamento de Instalações Consumidoras;
RTIEBT	Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão;
SRIESP	Sistema de Registo de Instalações Elétricas de Serviço Público;
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo;
UPP	Unidade de Pequena Produção;
V	Volt;
W	Watt;
Wh	Watt-hora;
%	Porcentagem;
°C	Graus Celsius.

1 INTRODUÇÃO

O presente relatório de estágio enquadra-se no âmbito do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Especialização em Automação e Comunicações em Sistemas de Energia do Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, traduzindo-se numa síntese do conhecimento adquirido, bem como dos projetos realizados na empresa *SunEnergy*, nos últimos 8 meses, de forma a realizar a obtenção do grau de mestre.

Neste capítulo é realizado um enquadramento do tema que é abordado ao longo do relatório de estágio, os motivos que conduziram à respetiva escolha do estágio, os projetos desenvolvidos em contexto de empresa, os objetivos deste relatório, bem como a estrutura deste documento de trabalho.

1.1 Enquadramento

A dependência da utilização de combustíveis fósseis para produção de energia revela-se como um dos maiores desafios ambientais e sociais da atualidade. Até aos dias de hoje os combustíveis fósseis, como é o caso do petróleo, do carvão e do gás natural, têm representado em grande parte a matriz energética mundial. Este domínio encontra-se relacionado com a disponibilidade destes recursos, assim como com o desenvolvimento dos métodos utilizados tanto para extração, como para a utilização dos mesmos.

No século XVIII, a revolução industrial impulsionou a utilização do carvão como principal fonte de energia, no entanto, só nos séculos XIX e XX é que o petróleo e o gás natural ganharam algum destaque como fonte de energia. É inegável o grande impacto energético que as utilizações destes combustíveis fósseis têm quer a nível industrial, quer a nível de transportes, no entanto, a sua utilização também apresenta impactos negativos. A queima de combustíveis fósseis é a principal fonte de emissões de gases de efeito de estufa, contribuindo assim para o agravamento do aquecimento global do planeta e para o desenvolvimento de problemas de saúde, como doenças respiratórias e cardiovasculares. Para além do processo que envolve queima deste combustível, a extração deste tipo de combustível fóssil conduz à poluição dos solos e das águas, impactando assim negativamente a nível ambiental.

Este tipo de recursos também apresenta a desvantagem de não ser renovável, apresentando reservas limitadas. Apesar dos avanços tecnológicos verificados, a extração destes recursos torna-se cada vez mais cara e complexa, devido à possível escassez das reservas. A distribuição mundial desigual das reservas fósseis gera também desequilíbrios a nível económico, assim como tensões a nível político.

Nos últimos anos tem existido um claro esforço para reduzir a dependência dos combustíveis fósseis, procurando acelerar a transição para fontes renováveis como é o caso da energia solar, da energia eólica, da energia hídrica e da biomassa que oferecem soluções mais sustentáveis.

As políticas públicas e os acordos internacionais também têm impulsionado a mudança deste panorama, procurando impor limites nas emissões de gases poluentes e promover a eficiência energética, bem como o uso de tecnologias limpas.

Atualmente, a utilização de fontes de energia renováveis para posterior produção de energia apresenta um crescimento significativo, no entanto, a utilização de fontes de energia não renováveis representa ainda a grande maioria do consumo energético global. É expectável que cada vez mais exista um aumento do uso de fontes de energia renováveis, em detrimento do seu baixo custo e da pressão regulatória por parte dos países para o cumprimento das respetivas metas impostas.

Observando a Tabela 1.1 pode-se comprovar a integração de fontes de energia renovável, em Portugal, para posterior produção de energia elétrica nos últimos anos, estabelecendo uma comparação entre o ano de 2005 e o passado mais recente relativo ao ano de 2023.

Tabela 1.1 - Emissões comparativas entre os anos de 2005 e de 2023, em Portugal [1]

Setores de atividade	Emissões no ano de 2005 [kt CO ₂ eq.]	Emissões no ano de 2023 [kt CO ₂ eq.]	Variações 2023/2005	Meta em 2030
Transportes	19,945	18,241	-9 %	-40 %
Serviços	3,037	1,167	-62 %	-70 %
Residencial	2,784	1,614	-42 %	-35 %
Agricultura	8,288	8,305	0 %	-11 %
Resíduos	6,793	5,624	-17 %	-30 %
Total	86,039	53,250	-38 %	-55 %

Com base na Tabela 1.1, no ano de 2005 pode-se comprovar que as emissões de CO₂ nos diferentes setores de atividade apresentam valores elevados, quando em comparação com o ano de 2023.

Como já foi referido anteriormente, devido a políticas públicas e acordos internacionais existiu uma necessidade de realizar uma mudança de paradigma, procurando a integração de fontes de energia renovável na matriz energética. Onde, com esta integração, pode-se comprovar que a nível dos transportes existiu uma redução nas emissões em 9 % de 2005 em relação a 2023, o que constitui um bom indicador, no entanto, ainda longe do espectável para atingir as metas propostas de uma redução de 40 % até 2030. A promoção da mobilidade sustentável através da expansão dos transportes públicos elétricos, incentivos fiscais para veículos elétricos e infraestrutura de carregamento acessível, a melhoria da distribuição de mercadoria com transportes coletivos e a substituição de combustíveis fósseis por alternativas sustentáveis podem ser soluções interessantes para ir de encontro às reduções espectáveis neste setor.

O setor dos serviços é o setor de atividade que apresenta a maior redução, alcançando uma redução de 62 % de 2005 em relação a 2023, sendo este valor de redução muito próximo do pretendido (70 %). O setor residencial, apresenta uma

redução de 42 % revelando-se este valor de redução acima do espectável em 2030. A nível residencial existe então um bom indicador da existência de uma clara mudança de paradigma.

Quanto ao setor da agricultura, este é o setor de atividade onde não existe qualquer redução (0 %) e uma maior distância relativamente ao que é pretendido reduzir até 2030 (11 %). A adoção de práticas como a redução do uso de fertilizantes e de outros químicos, a utilização de tecnologias para posterior captura de emissões do gado, bem como a utilização de painéis fotovoltaicos nas explorações agrícolas podem ser soluções interessantes para alcançar uma maior redução das emissões poluentes neste setor de atividade

Por último, o setor dos resíduos apresentou uma redução de 17 %, encontrando-se num bom caminho para alcançar a meta de redução proposta (30 %). Para progredir de forma mais eficiente em direção à meta proposta até 2030, neste setor podem ser melhorados os sistemas de separação e de recolha seletiva, a promoção da reutilização de materiais e de embalagens biodegradáveis e a adoção de impostos ou de restrições para redução das embalagens descartáveis.

De uma forma global, a redução de emissões foi de 38 % de 2005 em relação a 2023. Exige-se assim, uma aceleração do processo de redução dada urgência em cumprir a meta para 2030, que constitui uma redução da ordem dos 55%.

A nível nacional tem existido um claro esforço para utilizar fontes de energia renovável, progredindo em direção a um mundo mais descarbonizado e satisfazendo as metas propostas para 2030, nos diferentes setores de atividade existentes. Atualmente, Portugal possui diversas centrais electroprodutoras renováveis distribuídas ao longo do país que contribuem para realizar esta aposta neste tipo de energia. Pode-se comprovar que as centrais electroprodutoras instaladas com maior potência em Portugal são as centrais hidroelétricas, existindo também outros tipos de centrais, como é o caso das centrais eólicas, das centrais fotovoltaicas e das centrais de biomassa.

Na Figura 1.1, 1.2 encontram-se representadas as diversas centrais electroprodutoras existentes a nível nacional. Note-se que nestas mesmas figuras encontram-se representadas a azul as centrais hidroelétricas, a verde as centrais eólicas, a amarelo as centrais fotovoltaicas e a laranja as centrais de biomassa.

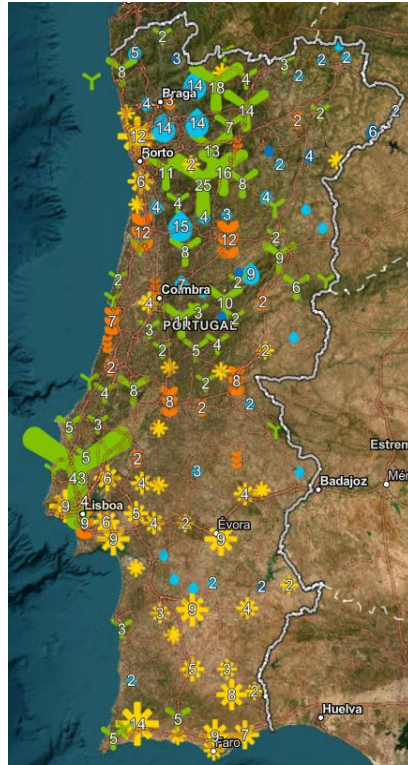


Figura 1.1 - Distribuição das centrais electroprodutoras em Portugal continental [2]

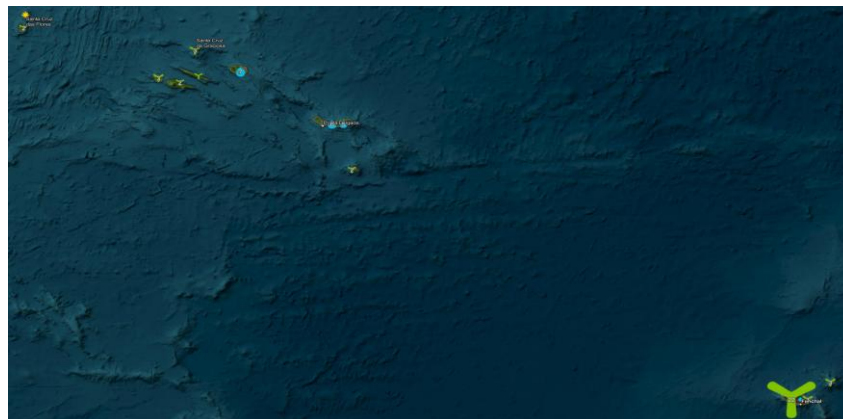


Figura 1.2 - Distribuição das centrais electroprodutoras em Portugal nos arquipélagos da Madeira e dos Açores [2]

Como é visível nas Figuras 1.1 e 1.2, as centrais hidroelétricas têm uma maior concentração no norte e no centro do país especialmente junto aos principais rios (Douro, Lima, Tejo e Mondego), encontrando-se também presentes no arquipélago dos Açores, mas em menor quantidade. Será espectável que a sua concentração se encontre localizada no norte devido à maior existência de rios e de barragens para armazenamento de água.

As centrais eólicas encontram-se fortemente concentradas no norte e no interior (Braga, Viseu e Guarda), existindo também algumas na faixa costeira, como em Lisboa, e *offshore*, perto de Viana do Castelo. A sua presença também é notória no arquipélago dos Açores. O interior montanhoso possui as condições ideais para a produção eólica, dado a existência constante de vento.

A instalação de centrais fotovoltaicas ocorre, predominantemente, no sul do país (Alentejo e Algarve), onde existe maior radiação solar. No norte este tipo de central electroprodutora não tem tanto destaque devido à maior nebulosidade e ao menor número de horas de sol. A sua presença também é notória no arquipélago dos Açores. Finalizando, as centrais de biomassa encontram-se dispersas pelo território nacional, com uma maior presença no centro e no norte, devido à maior disponibilidade de resíduos florestais.

De uma forma geral, na Tabela 1.2, podem ser observadas as centrais electroprodutoras portuguesas com maiores potências instaladas.

Tabela 1.2 – Maiores potências instaladas nas diferentes centrais electroprodutoras em Portugal [2]

Tipo de Central	Distrito, Concelho, Freguesia	Ano de funcionamento	Potência instalada [MW]
Hidroelétrica	Vila Real, Montalegre	2017	779,6
Eólica	Viana do Castelo, Melgaço/Monção/Paredes de Coura/Valença	2008	292,5
Fotovoltaica	Faro, Alcoutim, Vaqueiros	2019	220
De biomassa	Coimbra, Figueira da Foz, Lavos	2004	126,3

Cada vez mais, existe uma diversificação da matriz energética através da exploração dos diferentes recursos naturais para a geração de eletricidade. As centrais electroprodutoras encontram-se localizadas em diferentes distritos de Portugal, aproveitando assim as condições naturais de cada local.

Analisando a Tabela 1.2 repare-se que, atualmente, a central hidroelétrica de Vila Real é a que apresenta maior potência instalada (779,6 MW), como seria de esperar, devido à sua maior capacidade de armazenamento. A central eólica de Viana do Castelo (292,5 MW) surge no ano de 2008, refletindo assim uma clara aposta, desde cedo, nas energias renováveis eólicas. A nível fotovoltaico, destaca-se a central de Alcoutim com uma potência instalada de 220 MW. O facto desta central ser relativamente recente tem vindo a demonstrar o crescente investimento que tem existido neste tipo de fonte de energia. As centrais de biomassa estão presentes em Portugal desde 2004, o que indica que Portugal já explora esta alternativa há duas décadas.

No âmbito do presente relatório, dentro das diferentes centrais electroprodutoras, irão ser abordadas de forma mais detalhada as centrais fotovoltaicas distribuídas a nível nacional. Na Tabela 1.3 encontram-se representadas as centrais fotovoltaicas com maior potência instalada a nível nacional. Nesta tabela destacam-se parâmetros importantes de análise comparativa entre as centrais fotovoltaicas, tais como a potência instalada em MW, a área ocupada em hectares, o número de painéis instalados e as emissões anuais de CO₂ evitadas, em quilotoneladas de CO₂ equivalente.

Tabela 1.3 – Centrais fotovoltaicas com maior potência instalada em Portugal [2], [3], [4], [5], [6], [7]

Nome central fotovoltaica	Distrito, Concelho, Freguesia	Potência Instalada [MW]	Área ocupada [hectares]	Número de painéis instalados	Emissões anuais de CO ₂ evitadas [kt CO ₂ eq.]
Central Fotovoltaica Solara 4	Faro, Alcoutim, Vaqueiros	220	320	660 000	177 000
Central Fotovoltaica da Cerca	Lisboa, Alenquer	202	200	312 000	-
Central Fotovoltaica Pinhal Novo	Setúbal, Palmela, Pinhal Novo	63,5	90	116 424	-
Central Fotovoltaica Mogadouro	Bragança	48,99	65	120 000	31 000
Central Fotovoltaica Morgado de Arge	Faro	48,92	100	104 400	34 026

Na Tabela 1.3 é visível as centrais fotovoltaicas portuguesas com maior potência instalada, onde se se analisar a relação entre os valores de potência instalada e de área ocupada consegue-se determinar a eficiência da central fotovoltaica em questão. A central fotovoltaica Solara 4, que possui uma potência instalada na ordem dos 220 MW e ocupa uma área correspondente a 320 hectares, apresenta uma eficiência de 0,688 MW/hectare. Por sua vez, a central da Cerca que possui uma potência instalada de 202 MW e ocupa uma área correspondente de 200 hectares, tem uma eficiência da ordem dos 1,010 MW/hectare. Realizando a mesma análise para as restantes centrais fotovoltaicas repare-se que a central fotovoltaica de Pinhal Novo possui um rendimento de 0,706 MW/hectare e que a central fotovoltaica Mogadouro e a central fotovoltaica Morgado de Arge possuem, respetivamente, uma eficiência de 0,754 MW/hectare e 0,489 MW/hectare.

1.2 Objetivos

O principal objetivo da realização do estágio curricular na empresa Original *Sunenergy* foi proporcionar um primeiro contacto com o meio empresarial, participando nas tarefas do quotidiano da empresa. O facto de a empresa estar inserida no setor fotovoltaico, que é um setor que tem ganho destaque nos últimos anos, foi também um dos principais motivos que influenciaram a escolha da mesma para realização de estágio curricular.

Ao longo dos meses de estágio na empresa, o ambiente familiar e acolhedor vivido na empresa facilitou significativamente a aprendizagem, bem como permitiu o desenvolvimento de competências a nível da comunicação e de entreatajuda.

Foi ainda possível aplicar e aprofundar várias competências adquiridas ao longo do percurso académico, através do acompanhamento e da realização de projetos, com o objetivo de fornecer uma resposta face às necessidades do cliente.

Os objetivos definidos para o estágio curricular foram, assim, cumpridos da melhor forma possível. São destacados, de seguida, os principais objetivos alcançados:

- i. Análise e interpretação de informação fornecida pelo cliente, nomeadamente faturas de eletricidade;
- ii. Análise de condições geográficas, energéticas, tecnológicas e custos associados ao projeto;
- iii. Esclarecimento de alguma dúvida relativa ao projeto entregue ao cliente;
- iv. Capacidade de resposta eficaz e clara aos projetos solicitados pelos clientes;
- v. Familiarização com a plataformas de monitorização de instalações fotovoltaicas, nomeadamente, *FusionSolar* e *SolaXCloud*;
- vi. Operacionalização de softwares de dimensionamento fotovoltaico como o *PVSol Premium* e de desenho técnico como o *ZWCAD*;

1.3 Organização

De modo a evidenciar os objetivos anteriormente referidos, foi necessário definir uma estrutura para o presente documento, que se dividiu em sete capítulos:

Primeiro capítulo – Introdução – Neste capítulo aborda-se o tema do relatório de uma forma globalizada, sustentando a motivação que conduziu à escolha do tema, sendo ainda apresentados os objetivos propostos.

Segundo capítulo – SunEnergy – Neste capítulo é apresentada a empresa na qual o estágio curricular decorreu, começando por ser caracterizada a sua rede e o seu papel no setor energético. São abordados os pilares estratégicos da organização, refletidos na sua missão e na sua visão. Por último, é descrita a estrutura organizacional da empresa de modo a cumprir com os seus objetivos.

Terceiro capítulo – A Energia em Portugal – Neste capítulo é feita uma introdução do estado atual do panorama energético português. Começa-se por descrever um panorama geral que refere as principais fontes de energia utilizadas no país, o seu consumo e a sua produção. São também apresentados os planos de ação climática adotados em Portugal, com foco em metas de descarbonização e em políticas que tratam de promover a transição energética. Existe ainda uma abordagem do conceito de energia solar e posteriormente são explicados os fenómenos de radiação solar, irradiância solar e irradiação solar, fundamental para compreender o aproveitamento deste tipo de energia. É analisado também o efeito fotovoltaico, o princípio físico que permite a conversão da energia solar em eletricidade através das células fotovoltaicas.

Quarto capítulo – Enquadramento Legal – Neste capítulo é abordado o enquadramento legal relativamente às entidades produtoras de energia, com principal incidência na legislação portuguesa. É realizada uma análise histórica da evolução a nível de legislação fornecendo um certo contexto para as normas atuais. Também

são explorados os principais aspetos da legislação vigente, assim como as diferenças entre UPAC e UPP, os direitos e deveres das entidades produtoras, o processo de licenciamento, os métodos de contagem de energia e as inspeções periódicas a realizar. No fim do capítulo é abordado o processo de registo das entidades de produção no portal da DGEG, incluindo os regimes de MCP e de UPAC.

Quinto capítulo – Sistema Fotovoltaico - Neste capítulo é apresentada uma visão abrangente sobre os sistemas fotovoltaicos, começando com a sua definição e principais componentes que o constituem. Em detalhe, é abordado o módulo fotovoltaico explorando as células fotovoltaicas, a sua constituição, formas de associação, estruturas de suporte, bem como o impacto que a temperatura e o sombreamento podem ter na eficiência do respetivo módulo. Ao longo do capítulo é abordado também o papel do inversor, referindo-se os diferentes tipos, como os inversores *on-grid*, *off-grid*, híbridos e micro inversores. O capítulo prossegue com os sistemas de armazenamento, os reguladores de carga e os sistemas de proteção elétrica, inclusive os corta-circuito fusíveis, os disjuntores, os descarregadores de sobretensões e os interruptores diferenciais. São explorados também os sistemas de monitorização, fundamentais para acompanhar o consumo, a produção fotovoltaica e as condições meteorológicas.

Sexto capítulo – Estudos de caso – Neste capítulo, visando a aplicação dos conhecimentos adquiridos ao longo do estágio curricular, realizaram-se alguns estudos de caso onde se fez o respetivo estudo de duas instalações fotovoltaicas particulares, uma localizada num lago e outra localizada num parque de estacionamento.

Sétimo capítulo – Conclusões – Por fim, neste capítulo são apresentadas algumas considerações gerais relativas ao relatório.

No final deste relatório encontram-se também presentes as referências bibliográficas utilizadas ao longo do relatório, assim como os anexos mencionados ao longo do mesmo documento.

2 SUNENERGY

O estágio curricular, com a duração de oito meses, foi realizado na empresa *SunEnergy*, especializada em sistemas fotovoltaicos e sediada na Rua José Augusto Frutuoso, lote 8, nº6, Relvinha, 3025-029 Coimbra. A empresa foca-se no desenvolvimento e na instalação de sistemas tanto de energia solar fotovoltaica como de energia térmica, apresentando também outras soluções na área da climatização, da mobilidade elétrica e da eficiência energética. Os seus serviços destinam-se tanto a empresas como a clientes particulares.

Na Figura 2.1 encontra-se a fachada da Original *SunEnergy*, onde foi realizado o estágio curricular.



Figura 2.1 – Fachada Original *SunEnergy* [8]

A empresa *SunEnergy* iniciou a sua atividade a 1 de janeiro de 2010, com a designação de NRG – Sistemas de Energias Renováveis Lda e encontrava-se sediada em Aveiro. Em 2014, foi posteriormente transferida para Coimbra onde se encontra sediada até aos dias de hoje. No ano de 2021 a empresa realizou a compra do lote nº7 do mesmo edifício, permitindo assim alargar a sua área de trabalho.

Posteriormente, a aquisição da marca *SUNENERGY*, que já se encontrava presente no mercado espanhol, permitiu que a empresa iniciasse um desenvolvimento do negócio a nível nacional, adotando para isso um sistema de *franchising*, estabelecendo assim uma relação de maior proximidade com os clientes a nível nacional.

A *SunEnergy*, através das suas atividades limpas e eficientes, contribuí há mais de 15 anos para um mundo mais sustentável. Na Figura 2.2 pode-se observar alguns dados estatísticos relativos às instalações fotovoltaicas já realizadas pela empresa. Será de realçar que estas informações encontram-se disponibilizadas no respetivo *website* da empresa.

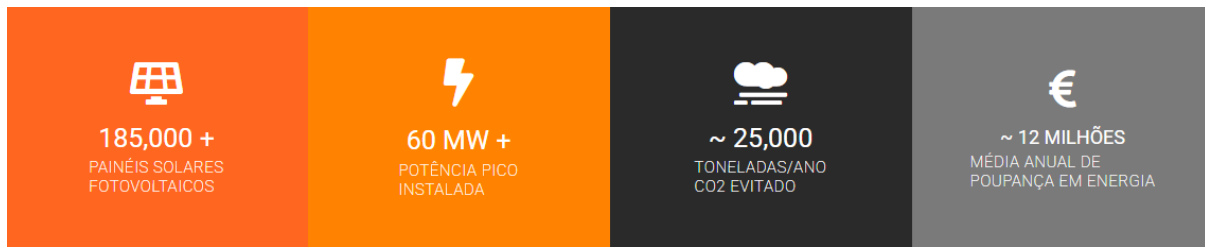


Figura 2.2 - Dados estatísticos relativos às instalações fotovoltaicas já realizadas pela *SunEnergy* [9]

A *SunEnergy* é também uma empresa certificada, com diversos certificados em diferentes áreas, onde esta certificação abrangente permite à empresa possuir credibilidade, eficiência operacional e competitividade a nível do mercado.

Alguns exemplos de certificados que a empresa *SunEnergy* possui são [9]:

- Estatuto PME Excelência 2020 do IAPMEI em parceria com o Turismo de Portugal;
- Selo de reputação PME Líder 2018, 2019, 2020 e 2021 do IAPMEI;
- Licença de empreiteiro de obras públicas Classe 5 | Alvará nº 71575 – PUB;
- Certificação SGS, ISO 9001:2015 com o registo PT21/08170;
- Certificação SGS, ISO 45001:2019 com o registo PT21/08171;
- Serviços Certificados pela CERTIF no âmbito da REG. (UE) 2015/2067;
- Operadores de postos de carregamento de veículos elétricos. Licença nº 38;
- Instaladores certificados para instalações elétricas de serviço particular;
- Empresa aderente à iniciativa Compromisso Pagamento Pontual.

Como forma de confirmação do que foi anteriormente realçado, na Figura 2.3 encontram-se representados os respetivos certificados da empresa.



Figura 2.3 – Certificados *SunEnergy* [9]

2.1 A Rede

Como referido anteriormente, de modo a estabelecer uma proximidade com os clientes nas diversas zonas do país, existe uma rede que possibilita esta interligação. Esta rede é composta por 30 delegações distribuídas por todo o país e por uma delegação localizada em Espanha, mais concretamente na Galiza [10].

Na Tabela 2.1 encontram-se representadas as 31 delegações, distribuídas por Portugal e Espanha.

Tabela 2.1 – Lista de lojas e franchisados *SunEnergy* [10]

Rede <i>SunEnergy</i>		
Lamego e Peso da Régua	Oeiras	Guarda
Barcelos	Montalegre	Porto
Braga	Viseu	Mangualde
Coimbra	Caldas da Rainha	Marinha Grande
Castelo Branco	Elvas	Arruda e Vila Franca de Xira
Loures	Mafra e Torres Vedras	Alcochete e Montijo
Odivelas	Barreiro	Cascais e Sintra
Setúbal e Palmela	Seixal	Abrantes
Sesimbra e Almada	Faro	Albufeira
Açores	Madeira	Viana do Castelo
Galiza		

Relativamente à estrutura interna, a *SunEnergy* possui uma equipa constituída por engenheiros, técnicos instaladores e profissionais que se encontram aptos a fornecer um elevado nível de apoio ao cliente. O apoio ao cliente também é facilitado pela rede nacional de centros, distribuída por Portugal, especialista em instalações “chave-na-mão”, que permite assim uma proximidade e capacidade de resposta aos seus clientes [9].

Durante o meu percurso de estágio, no departamento fotovoltaico, na *SunEnergy* fiquei responsável pelas delegações de Mangualde, de Oeiras, do Barreiro e de Loures, onde desempenhei funções no âmbito de análise e dimensionamento de instalações fotovoltaicas para clientes com interesse em regimes de autoconsumo, incluindo soluções com ou sem integração de sistemas de armazenamento com baterias, assim como prestação de auxílio em questões técnicas relacionadas com os sistemas fotovoltaicos.

2.2 Missão e visão

A missão da *SunEnergy* incidirá sobretudo na contribuição para um aumento da eficiência energética, tanto a nível residencial como empresarial, recorrendo para atingir este fim à projeção, instalação e manutenção de sistemas de geração de eletricidade e de calor, adaptados às necessidades de cada cliente [9].

Em relação à visão da empresa, pretende-se ser uma referência no setor das energias renováveis, procurando sempre promover a utilização de sistemas energéticos limpos e eficientes e realizar assim a contribuição para um desenvolvimento sustentável, a otimização do consumo dos recursos energéticos e a melhoria contínua do bem-estar das pessoas [9].

2.3 Estrutura Organizacional

A Original *SunEnergy*, localizada em Coimbra, é constituída por diversos departamentos, sendo estes essenciais ao bom funcionamento da empresa. Estes departamentos são responsáveis por todo o processo que ocorre desde o contacto direto com os clientes à certificação da instalação fotovoltaica. De uma forma geral, a Original *SunEnergy* é constituída pela Direção Geral e por 8 departamentos, sendo eles: o departamento administrativo e financeiro, o departamento comercial, o departamento fotovoltaico, o departamento de climatização, o departamento de projetos e desenvolvimento de negócio, o departamento de qualidade e segurança, o departamento de obra e o departamento de *marketing* e *design*.

A Direção Geral é composta pelo CEO, um dos sócios fundadores da empresa, sendo este o principal responsável pela escolha das estratégias e dos objetivos da empresa, garantindo através de um constante acompanhamento que estes são cumpridos e implementados corretamente.

O departamento administrativo e financeiro é responsável por executar tarefas de domínio fiscal e financeiro da empresa, sendo também o departamento encarregue de realizar a gestão dos recursos humanos.

O departamento comercial encarrega-se de realizar a gestão das vendas, garantindo o ritmo de vendas correto, assim como a produção de receitas para a empresa. Este departamento realiza o contacto direto com o cliente particular, empresarial ou entidades públicas, onde através da visita ao cliente recolhe informações necessárias à posterior elaboração do projeto (documentação relativa a consumos, fotografias do local, entre outros).

O departamento fotovoltaico, atualmente, é constituído por seis engenheiros eletrotécnicos, sendo que um destes engenheiros tem a cargo a direção do departamento e por dois engenheiros eletromecânicos. Estes engenheiros encarregam-se de realizar a elaboração de projetos assim como da orçamentação no âmbito da energia solar fotovoltaica. Todos os projetos e orçamentação no âmbito da energia solar térmica e de climatização, são realizados por dois engenheiros mecânicos, no departamento de climatização.

O departamento de obra é encarregue de realizar toda a instalação dos equipamentos, de acordo com o projetado, bem como de realizar as manutenções dos mesmos.

O departamento de *marketing* e *design* é constituído por duas colaboradoras, sendo este responsável pela realização dos estudos de mercado de forma a definir as melhores estratégias comerciais para a empresa, bem como pela divulgação e publicidade associada à empresa.

O departamento de qualidade é responsável, principalmente, por promover a eficiência interna ao otimizar processos e reduzir falhas. É neste departamento que existe a responsabilidade de implementar, sensibilizar e verificar diariamente as normas de qualidade e segurança no trabalho.

O departamento de projetos e desenvolvimento de negócios, é responsável por identificar, implementar e monitorizar iniciativas que permitam impulsionar o crescimento estratégico da empresa. Tem como principal atividade lidar com as tarefas envolvidas em projetos de carácter público.

De uma forma geral, para melhor entendimento do funcionamento da empresa, será descrito o processo de uma forma sucinta e global. Primeiramente, o cliente entra em contacto com o departamento comercial através das informações divulgadas no *website* pela empresa, como o contacto telefónico ou email. Por sua vez, o departamento comercial recolhe as informações necessárias ao dimensionamento e projeto da instalação através da realização de uma visita ao local da instalação. Esta informação é fornecida ao departamento fotovoltaico (ou de climatização, tendo em conta o tipo de proposta) que irá realizar o respetivo dimensionamento do sistema fotovoltaico, bem como a respetiva orçamentação, adaptado às necessidades do cliente. A proposta posteriormente é apresentada ao cliente e caso exista adjudicação da proposta é realizado o pedido do material necessário ao dimensionamento do sistema fotovoltaico, sendo a obra posteriormente executada pelo departamento de obra e realizadas as respetivas manutenções dos equipamentos utilizados na instalação. Concluída a obra é realizada a respetiva faturação por parte do departamento administrativo. A certificação da obra adjudicada é executada no site da DGEG, onde é feito o registo com as características da instalação. Poderá existir, em obras de maior potência instalada, uma divulgação de fotografias da instalação na respetiva rede social da empresa, alcançando a sua respetiva promoção, sendo esta divulgação realizada pelo departamento de *marketing* e *design*.

Na Figura 2.4 encontra-se um organigrama, que exemplifica a constituição dos diversos departamentos da empresa.

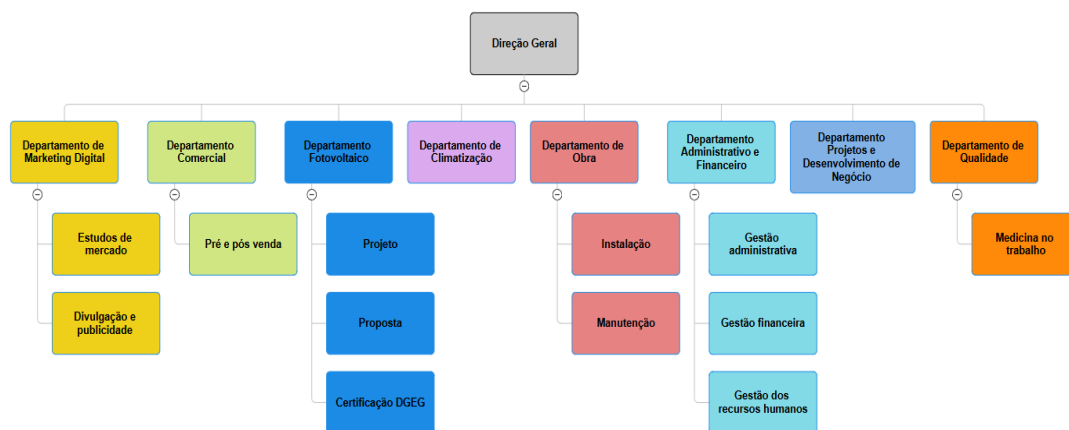


Figura 2.4 – Estrutura organizacional SunEnergy

3 A ENERGIA EM PORTUGAL

Neste capítulo será apresentado, de uma forma geral, o atual panorama energético português, permitindo assim a verificação de uma clara necessidade de alteração dos perfis de utilização relativamente aos combustíveis fósseis, por forma a ser possível obter-se um “*mix*” energético com base na sustentabilidade, através da inclusão das fontes de energia renováveis fazendo face aos requisitos energéticos dos consumidores domésticos e industriais. Como é visível nos últimos anos, tem existido uma prevalência e um aumento do uso das fontes de energia renováveis, onde dentro dos vários setores, o setor solar fotovoltaico tem vindo a apresentar um crescimento bastante favorável, sendo que muito anexado a este progresso está a evolução das tecnologias utilizadas nas baterias para o armazenamento de energia, bem como os preços cada vez mais competitivos no mercado dos sistemas fotovoltaicos. Assim sendo, diversas políticas governamentais têm sido desenvolvidas, incentivando cada vez mais a adoção das energias por fontes renováveis.

3.1 Panorama Energético Português

Segundo a publicação anual “Energia em Números”, que nos fornece dados relativos ao setor de energia em Portugal produzidos pela DGEG, assim como outros dados sistematizados pela ADENE, que é constituída por oito capítulos, entre os quais, Indicadores Energéticos, Balanço Energético, Fatura Energética, Produção Doméstica e Transformação, Consumo, Preços, Mercados de Eletricidade e Gás Natural e Eficiência Energética, pode-se observar alguns dados importantes relativos aos anos de 2022 e 2023, referentes aos principais indicadores estatísticos nacionais em matéria de energia [11]:

- A dependência energética de Portugal face ao exterior, cuja meta é de 65% para 2030, conforme o Plano Nacional Energia e Clima em vigor (PNEC 2030), situou-se em 71,2%, em 2022. Na União Europeia, Portugal foi o 12º país com a maior dependência energética estando 8,8 p.p. acima da média UE-27.
- O Consumo de Energia Primária (CEP) sem usos não-energéticos aumentou 5,7% em 2022, relativamente ao ano anterior, continuando a manter-se em linha com a nova meta revista e fixada para 21 Mtep no PNEC 2030 em vigor.
- Comparando com 2021, em 2022 houve uma redução da intensidade energética da economia em energia primária, que ficou nos 101 tep/M€2016, (-3,8 %), em energia final, que passou para 78 tep/M€2016 (-4,9 %), e em eletricidade, que registou 234 MWh/M€2016 (-4,1 %). Comparando os dados dos países da UE-27, Portugal foi o 14º país com a menor intensidade energética da economia, cerca de 5 % acima da média da UE-27.
- As energias renováveis representaram, em 2022, 34,7 % do consumo final bruto de energia (CFB), e Portugal posicionou-se como o 6º país da UE-27 com o maior peso da energia proveniente de fontes de energia renováveis (FER) no CFB. No mesmo ano, o peso das FER na produção de eletricidade subiu para 61,0 % (+2,6 %, face a 2021), mantendo-se o 4º país da EU-27 com a maior quota de eletricidade proveniente de FER.

- O saldo importador de produtos energéticos sofreu, em 2023 uma quebra significativa (-41,9 %, face a 2022) para os 6 806 milhões de euros.
- A potência instalada para a produção de energia elétrica, cresceu cerca de 25,9%, entre 2013 e 2023. No mesmo período, a potência instalada das centrais de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis aumentou 65,6% e a potência instalada das centrais de produção de eletricidade a partir de fontes não renováveis diminuiu 28,1 %.
- A potência instalada na tecnologia fotovoltaica foi a que mais cresceu, tendo chegado a 3,9 GW.
- O setor dos transportes continua a ser o principal consumidor de energia representando, em 2022, 35,7 % do consumo total de energia final (+1,2 %, face a 2021) e ligeiramente abaixo do valor verificado em 2012 (36,1 %).

Em Portugal, nos últimos anos, tem-se assistido a um aumento da contribuição de fontes de energia renovável e a um respetivo decréscimo de fontes de energia não renovável, contribuindo-se assim para a diversidade da matriz energética portuguesa.

Na Tabela 3.1 estão representados alguns dados estatísticos relativos à potência instalada nas centrais produtoras de energia elétrica em Portugal, com base em fontes não renováveis nos últimos 9 anos.

Tabela 3.1 – Potência instalada nas centrais produtoras de energia elétrica em Portugal com base em fontes não renováveis nos últimos 9 anos em MW [12]

Tipo	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Total	22 840	23 679	23 830	24 103	24 372	23 225	24 193	25 159	26 583
Não Renovável	7 723	7 650	7 653	7 629	7 636	6 133	5 351	5 360	5 337
Carvão	2 107	2 107	2 107	2 107	2 107	634	0	0	0
Gás Natural	5 557	5 513	5 520	5 512	5 505	5 465	5 317	5 326	5 304
Outros	59	30	26	10	24	34	34	34	33

Realizando uma breve análise da Tabela 3.1 pode-se reparar que existiu um crescimento contínuo de potência instalada, onde esta passou de 22 840 MW em 2016 para 26 583 MW em 2024, existindo assim um crescimento acumulado de, aproximadamente, 16 %.

Pode-se observar que as fontes não renováveis tiveram uma participação reduzida nesta produção total, verificando-se uma redução de 7 723 MW em 2016 para 5 337 MW em 2024. Será de realçar que o uso de carvão nas centrais termoelétricas foi completamente abolido em Portugal a partir do ano de 2022, sendo por este mesmo motivo o combustível que apresentou uma maior redução, passando de 2 107 MW em 2016 para 0 MW em 2024. O gás natural, por sua vez, manteve-se como a principal fonte de energia não renovável, mantendo níveis de utilização praticamente iguais no decorrer dos últimos 9 anos (5 557 MW em 2016 e 5 304 MW em 2024).

Na Tabela 3.2 estão representados alguns dados estatísticos relativos à potência instalada nas centrais produtoras de energia elétrica em Portugal, com base em fontes renováveis nos últimos 9 anos.

Tabela 3.2 – Potência instalada nas centrais produtoras de energia elétrica em Portugal com base em fontes renováveis nos últimos 9 anos em MW [12]

Tipo	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Total	22 840	23 679	23 830	24 103	24 372	23 225	24 192	25 159	26 583
Renovável	15 117	16 029	16 177	16 474	16 736	17 092	18 842	19 799	21 246
Hídrica	7 857	8 606	8 646	8 658	8 658	8 661	9 629	9 860	10 043
Eólica	5 990	6 113	6 130	6 229	6 267	6 310	6 434	6 449	6 469
Fotovoltaica	534	574	648	788	975	1 281	1 939	2 650	3 886
Biomassa	736	736	753	799	836	840	840	840	847
Baterias	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Pode-se observar que ao contrário do verificado na Tabela 3.1, na Tabela 3.2 a capacidade renovável teve um crescimento notório e acelerado transitando de 15 117 MW em 2016 para 21 246 MW em 2024, traduzindo um aumento de 41 %, aproximadamente.

A energia hídrica teve um aumento de 7 857 MW em 2016 para 10 043 MW em 2024, onde a bombagem hídrica apresentou também um aumento notável refletindo assim um avanço no armazenamento energético.

A nível da energia eólica registou-se um crescimento moderado de 5 990 MW em 2016 para 6 469 MW em 2024, consolidando-se assim como a segunda maior fonte renovável em Portugal.

A energia fotovoltaica apresentou o maior crescimento proporcional, traduzindo um aumento de 534 MW em 2016 para 3 886 MW em 2024, um aumento de 7 vezes mais, impulsionado pelos investimentos realizados nesta área.

As restantes fontes renováveis apresentaram pequenas variações, que não muito consideráveis para análise.

De uma forma geral e conclusiva, nos últimos anos as fontes renováveis tornaram-se dominantes na matriz energética portuguesa. A transição energética assume um papel fundamental para alcançar a sustentabilidade e a independência energética em Portugal. Neste contexto, a energia solar tem desempenhado um papel fundamental na transformação do panorama energético do país [13].

Esta transição energética surge associada à necessidade de reduzir as emissões de gases poluentes para a atmosfera, responsáveis pelo agravamento do efeito de estufa e consequentemente, do aquecimento global do planeta. O uso de energias limpas, entre as quais, da energia solar, surge no âmbito de combater estas preocupações ambientais, visto que para a produção de energia através da mesma não existe a queima de combustíveis fósseis [13].

A expansão da capacidade da energia solar em Portugal, tem vindo a contribuir ao longo dos anos para a redução do uso de fontes de energia poluentes, alinhando assim o país com as suas metas de redução de emissões [13].

A energia solar oferece uma alternativa viável e a respetiva diversificação da matriz energética, reduzindo-se assim a dependência excessiva de fontes de energia não renováveis e a vulnerabilidade às flutuações do preço do mercado internacional. Este tipo de energia também promove a criação de empregos e a descentralização da geração de energia, onde com a instalação de painéis fotovoltaicos em habitações, empresas e edifícios públicos, as comunidades podem gerar parte ou a totalidade da eletricidade que consomem [13].

3.2 Planos de Ação Climática

Em 2015, com o Acordo de Paris deu-se uma clara mudança no paradigma da sociedade através da perceção de que só será possível ultrapassar o desafio das alterações climáticas, bem como travar o aquecimento global do planeta, com a cooperação de todos. No seguimento desta ideia, por parte da Comissão Europeia, surgiram vários pacotes estratégicos no âmbito de dar uma resposta a este desafio global, entre as quais, o pacote energia clima 2030, o pacote mobilidade limpa e o pacote energia limpa para todos os Europeus [14].

Neste sentido, a União Europeia aprovou metas ambiciosas que visam alcançar em 2030, tais como [14]:

- 32 % de quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto;
- 32,5 % de redução do consumo de energia relativamente ao ano de 2007;
- 40 % de redução das emissões de gases com efeito de estufa relativamente aos níveis de 1990;
- 15 % de interligações elétricas.

O Plano Nacional de Energia e Clima 2030 - PNEC 2030 - enquadra-se no âmbito do Regulamento Europeu relativo à Governação da União da Energia e Ação Climática, aprovado no contexto do Pacote Energia Limpa para todos os Europeus, apresentado pela Comissão Europeia em 2016, e que prevê que todos os Estados-Membros elaborem e apresentem à Comissão Europeia um Plano Nacional integrado de Energia e Clima para o horizonte 2030. Revela-se como o principal instrumento de política energética e climática nacional para a próxima década, conferindo coerência entre políticas nas áreas de energia e clima para a possível concretização das metas no horizonte 2030 em articulação com o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 - RNC 2050. Este plano prevê estratégias de longo prazo para a redução de emissões, substituindo o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE), o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) e o Plano Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC) [15], [16].

Neste plano são estabelecidas metas e objetivos em matéria de emissões de gases com efeito de estufa, energias renováveis, segurança energética, mercado interno e investigação, inovação e competitividade, bem como é realizada uma abordagem clara para alcançar estes objetivos. As metas nacionais do PNEC 2030

para o ano de 2030, alinhadas com uma trajetória de neutralidade carbónica até 2050, são [16]:

- Redução entre 45 % e 55 % as emissões de gases com efeito de estufa, por referência às emissões registadas no ano de 2005;
- Incorporação de 47 % de energia de fontes renováveis no consumo final bruto de energia;
- Redução de 35 % do consumo de energia primária com vista a uma melhor eficiência energética;
- Integração de 20 % das renováveis no setor dos transportes;
- Atingir 15 % de interligações de eletricidade.

Na Figura 3.1 encontram-se as metas nacionais do PNEC 2030 referidas anteriormente.

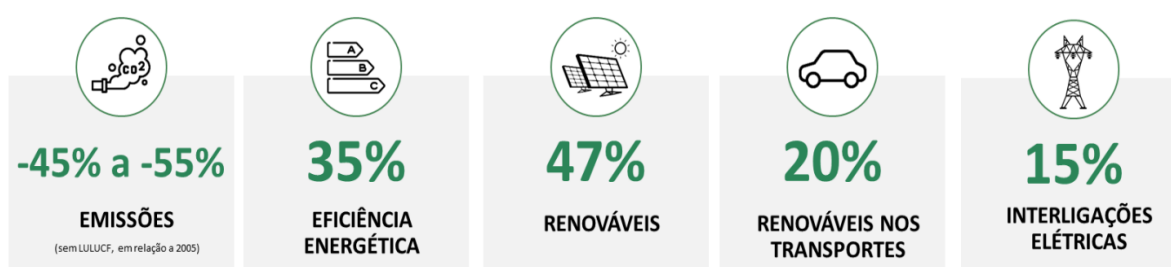


Figura 3.1 – Metas energia e clima de Portugal para o horizonte 2030 [15]

Para se ter uma melhor perceção do que é expectável em 2030, as Figuras 3.2, 3.3 e 3.4 apresentam, respetivamente, a evolução esperada das emissões totais de CO₂ no horizonte 2030, a evolução esperada do contributo das energias renováveis no consumo final de energia e a evolução esperada do contributo das renováveis na eletricidade.

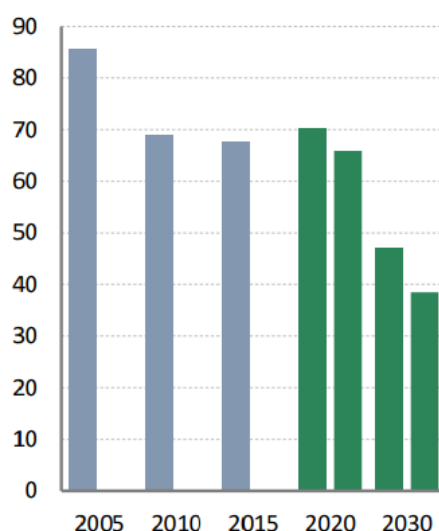


Figura 3.2 – Evolução das emissões totais de CO₂ no horizonte 2030 (Mton CO₂) [15]

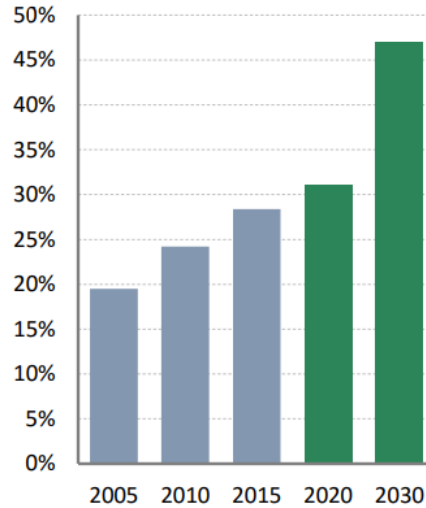


Figura 3.3 – Evolução do contributo das renováveis no consumo final de energia [15]

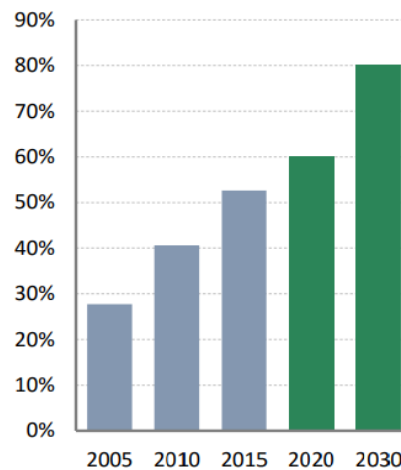


Figura 3.4 – Evolução do contributo das renováveis na eletricidade [15]

O novo modelo desenvolvido para impulsionar a neutralidade carbónica representa uma oportunidade única para Portugal. Este modelo foi elaborado com uma forte componente participativa da sociedade, reconhecendo a importância dos contributos coletivos na definição de uma visão estratégica para a próxima década [15].

No contexto da recuperação económica alcançada nos últimos anos, o desafio da descarbonização e da transição energética surge não apenas como uma meta ambiental, mas também como uma oportunidade para alavancar a economia nacional. Este processo tem por base princípios de desenvolvimento sustentável, fundamentado numa transição justa e coesa, que visa promover o progresso civilizacional, o avanço tecnológico, a criação de emprego qualificado e a prosperidade económica, enquanto assegura a preservação dos recursos naturais. Assim, o caminho para a descarbonização não é apenas uma necessidade ambiental, mas também uma oportunidade estratégica para fomentar o crescimento económico e valorizar o território [15].

3.3 Energia Solar

A energia solar constitui uma fonte inesgotável de energia, podendo esta ser aproveitada com diferentes finalidades, existindo dois tipos principais de sistemas: sistema solar ativo e sistema solar passivo.

O sistema solar ativo consiste no aproveitamento da radiação solar para posterior produção de energia com uma determinada finalidade. Tem-se como exemplo os painéis fotovoltaicos, que convertem a radiação solar em energia elétrica, onde a energia produzida poderá ser utilizada ou armazenada, e os painéis térmicos que convertem energia solar em energia térmica, onde através da absorção da radiação solar e posterior transferência do calor proveniente da radiação para o fluido, é possível realizar o aquecimento da água para posterior uso doméstico [17].

O sistema solar passivo, por sua vez, consiste na integração de estratégias de aproveitamento solar que se baseiam em técnicas que envolvem o *design* arquitetónico e o uso de materiais que maximizam o calor e a iluminação natural nos edifícios. O termo “passivo” surge devido à ausência de um dispositivo eletrónico que permita a recirculação do calor. Estes sistemas permitem a redução do consumo de energia para aquecimento e iluminação de uma forma sustentável e eficiente [18], [19].

Na Figura 3.5 encontram-se representados os tipos de sistemas solares mencionados anteriormente.



Figura 3.5 - Representação do sistema solar ativo e passivo [20]

Concluindo, são designados de sistemas ativos todos aqueles que recorrem a equipamentos específicos de captação e de transformação da energia solar, como é o caso dos painéis fotovoltaicos e dos painéis térmicos. Por sua vez, são designados de sistemas passivos todos aqueles que não utilizam equipamentos específicos para conversão da energia solar em outro tipo de energia, seja ela elétrica ou térmica, recorrendo antes a estratégias que maximizem a captação solar.

3.3.1 Radiação, Irradiância e Irradiação solar

Tanto os sistemas ativos como os sistemas passivos têm uma relação direta com a radiação solar. A radiação solar traduz-se na energia emitida pelo sol que se propaga em todas as direções através do espaço sob forma de ondas

eletromagnéticas, sendo esta imprescindível para a vida na Terra. Atualmente, é esta radiação que nos possibilita a produção de energia fotovoltaica e revela-se como diretamente ou indiretamente responsável por determinadas circunstâncias quotidianas, como é o caso da fotossíntese das plantas. Este tipo de radiação pode ser medido numa superfície horizontal, utilizando para isso um sensor de radiação ou piranómetro, devidamente orientado para sul num local livre de sombras. Os dados, posteriormente resultantes da medição, apresentam-se em unidades de potência, watts por metro quadrado (W/m^2). Caso se pretenda estabelecer uma conversão da radiação solar em unidades de potência em unidades de energia, deve-se multiplicar os dados resultantes da medição (W/m^2) pelo número de segundos compreendendo dez minutos (600) ou 24 horas (86 400), onde o resultado será apresentado em joules por metro quadrado (J/m^2) [21].

Existem também diferentes tipos de radiação solar onde, segundo a forma que chega à Terra, pode-se ter radiação solar direta, difusa e refletida. Na radiação solar direta, a radiação passa através da atmosfera e alcança a superfície terrestre sem sofrer qualquer tipo de dispersão na sua trajetória. Na radiação solar difusa, a radiação atinge a superfície terrestre após ter sofrido vários desvios na sua trajetória. E, por último, a radiação solar refletida, traduz-se na fração de radiação solar que é refletida pela própria superfície terrestre [21].

Na Figura 3.6 encontram-se, como forma exemplificativa do que foi referido anteriormente, os tipos de radiação solar.

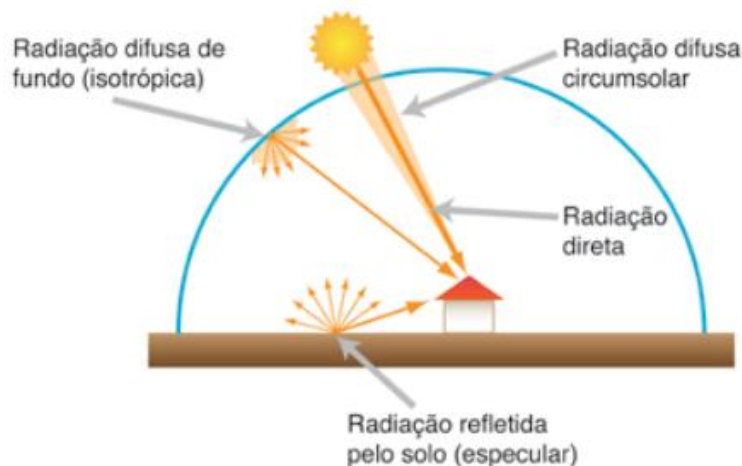


Figura 3.6 – Tipos de radiação solar [22]

Ainda dentro deste tema, podem-se também ter diferentes tipos de raios, entre os quais, os raios infravermelhos (IR), os raios visíveis (VI) e os raios ultravioleta (UV) [21].

Outro conceito muito importante relacionado com a radiação solar é a irradiância solar. A irradiância solar refere-se ao fluxo de radiação solar, ou energia radiante, que alcança a superfície terrestre por unidade de área. De uma forma global, traduz-se pela potência estimada de energia irradiada pelo sol, podendo variar de acordo com as estações do ano e com a inclinação da Terra. Assim, a irradiância solar no planeta poderá oscilar entre $1\ 352\ W/m^2$ e $1\ 412\ W/m^2$. A irradiância global resulta do somatório dos dias e das horas da radiação direta, difusa e refletiva. As grandezas mais difíceis de realizar medições são a irradiância global horizontal e as horas de sol (quando a irradiância é superior a $120\ W/m^2$). A medição das

componentes direta e difusa exige instrumentos mais caros e sofisticados, sendo assim, estudam-se correlações entre as radiações difusa e global e outros parâmetros atmosféricos como, por exemplo, a quantidade de nuvens, permitindo assim obter resultados boas estimativas de radiação solar, sem recorrer a equipamentos caros [22].

Por vezes, podem ser confundidos os conceitos de irradiância solar com irradiação solar, no entanto, deve ser salientado que a irradiação solar traduz-se na irradiância integrada em um intervalo de tempo especificado, geralmente uma hora ou um dia e é dado em watt por metro quadrado (W/m^2) [23].

Será também importante realçar, de modo a ter uma noção dos valores médios, que a densidade média do fluxo energético proveniente da radiação solar é de $1\,367\,W/m^2$, sendo este valor habitualmente denominado por constante solar e estando sujeito a alterações devido a parâmetros como por exemplo, a altura do dia ou distância entre o sol e a terra [24].

Como já foi referido anteriormente, por vezes recorre-se a *softwares* de cálculo de radiação, como é o caso do *software PVGIS* (Figura 3.7) para estimar a irradiação global anual para uma localização específica e, posteriormente, com este valor conseguir definir a inclinação/orientação que melhor otimiza a exposição solar. Consequentemente, consegue-se prever a quantidade de energia produzida por um sistema fotovoltaico numa dada localização. A principal vantagem do uso deste tipo de *software* será o facto de não possuir custos elevados e de possuir um bom grau de precisão [22].

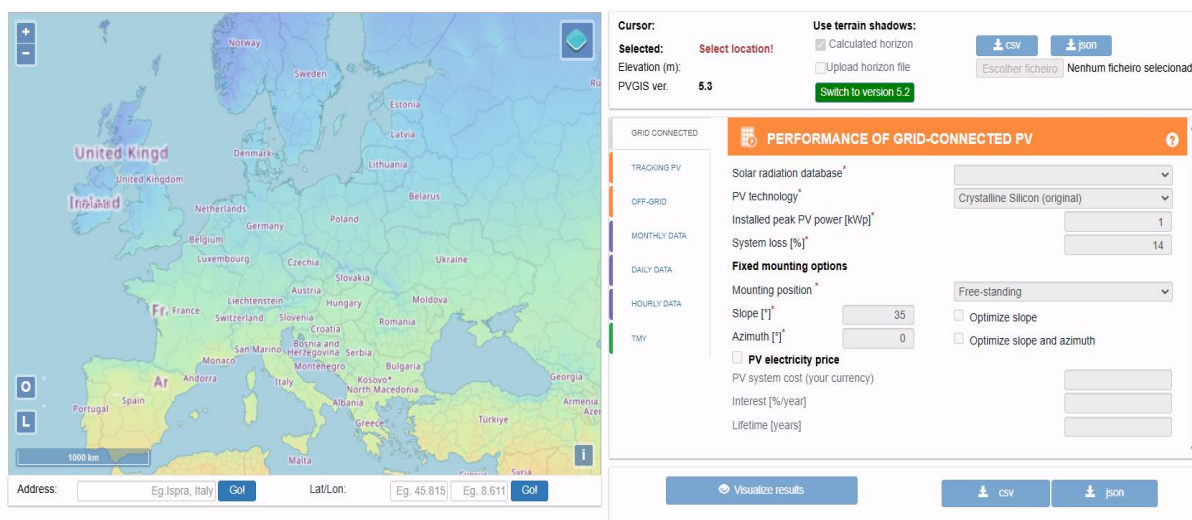


Figura 3.7 - Software de cálculo da irradiação solar PVGIS [25]

De uma forma global, como consta na Figura 3.7, será de realçar que o sul da Europa apresenta condições privilegiadas para o aproveitamento da energia solar, com potenciais fotovoltaicos superiores a 30 % do existente em países como a Alemanha ou o Reino Unido [22].

3.4 Efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico consiste em aproveitar a radiação solar, processando-a e convertendo-a em energia elétrica, posteriormente, sendo este fenómeno possível graças ao silício [26], [27], [28].

Historicamente, tudo se inicia em 1839 com um físico francês, de nome, *Alexandre Edmond Becquerel* que iniciou os seus estudos sobre o efeito fotovoltaico [26], [27], [28].

Algumas décadas mais tarde, em 1883, o inventor *Charles Fritts* desenvolveu a primeira célula fotovoltaica, utilizando selênio revestido de ouro. Esta célula era capaz de gerar uma corrente contínua e constante, atingindo uma eficácia máxima de conversão elétrica máxima de 1 % [26], [27], [28].

Cinco anos depois, o físico alemão *Heinrich Hertz* descobriu o efeito fotoelétrico, também conhecido por efeito de Hertz. Durante as suas investigações sobre a natureza eletromagnética da luz, observou que os eletrodos, ao serem iluminados por uma luz ultravioleta, emitiam uma espécie de “faíscas” com maior facilidade. Este fenómeno ocorre quando eletrões de um material condutor são liberados devido à exposição a uma radiação eletromagnética cuja frequência é suficientemente alta para excitar os eletrões do material [26], [27], [28].

Em 1905, *Albert Einstein*, baseando-se nos estudos do físico alemão *Max Planck* sobre a quantização das ondas eletromagnéticas, apresentou uma interpretação inovadora do efeito fotoelétrico, propondo que a radiação incidente era composta por partículas de energia eletromagnética - os fotões. Esta explicação fez com que conquistasse o Prémio Nobel de Física em 1921. No mesmo ano, cientistas do *Bell Laboratories* desenvolveram e iniciaram a produção de células fotovoltaicas, com uma eficiência de conversão de 6 %, sendo estas mais eficientes do que as células fotovoltaicas desenvolvidas em 1883 [26], [27], [28].

Uma das utilizações mais importantes dos painéis solares ocorreu em 1958, quando o satélite *Vanguard I* foi lançado para o espaço, equipado por um painel de 1 W, que seria responsável por alimentar um rádio durante a missão. Posteriormente, foram construídas as primeiras instalações solares destinadas a habitações, estabelecimentos comerciais e transportes [26], [27], [28].

Na década de 70, a tecnologia fotovoltaica começou a beneficiar amplamente o setor das telecomunicações e, por volta de 1980, o setor de energia solar fotovoltaica iniciou um desenvolvimento significativo. No final da década de 90 os sistemas fotovoltaicos conquistaram reconhecimento internacional, registando assim uma expansão significativa na sua aplicação em projetos que visam a produção de energia elétrica [26], [27], [28].

4 ENQUADRAMENTO LEGAL

A regulamentação dos sistemas fotovoltaicos em Portugal tem evoluído ao longo dos anos, acompanhando o desenvolvimento tecnológico e as metas de sustentabilidade energética do país. Este capítulo aborda a perspetiva histórica da evolução da legislação portuguesa, destacando os principais marcos regulatórios que modularam o setor fotovoltaico, bem como a legislação atual, com foco no Decreto-Lei n.º 15/2022, que define as regras aplicáveis à produção, armazenamento e autoconsumo de energia elétrica de fonte renovável. São abordadas também as etapas necessárias à realização do registo de uma UPAC e de uma MCP no portal da DGEG.

4.1 Perspetiva histórica da evolução da legislação portuguesa

No âmbito da legislação será importante compreender a sua evolução no setor de produção fotovoltaica, para isso serão realçados os Decretos-Lei que sofreram as maiores alterações ao longo dos anos [29].

- Decreto-Lei nº189/88, 27 de maio (Ministério da Indústria e Energia)

Este Decreto-Lei estabelece normas relativas à produção de energia de forma individual ou coletiva, quer seja de direito público ou de direito privado.

- Decreto-Lei nº168/99, 18 de maio (Ministério da Indústria e Energia)

Neste Decreto-Lei existe uma revisão do regime aplicável ao setor de produção de energia elétrica no âmbito do Sistema Elétrico Independente, sendo este baseado na utilização de recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos.

- Decreto-Lei nº312/2001, 10 de dezembro (Ministério da Indústria e Energia)

Existe uma definição concreta do regime de gestão da capacidade de receção de energia elétrica nas redes do Sistema Elétrico de Serviço Público proveniente de centros electroprodutores do Sistema Elétrico Independente.

- Decreto-Lei nº68/2002, 25 de março

Este Decreto-Lei surge no âmbito de um programa relativo à eficiência energética e à adoção de energias renováveis, com o objetivo de potenciar o aproveitamento dos recursos naturais e das matérias-primas, de realizar o aumento da eficiência energética e de realizar a modernização do sistema elétrico natural. Assim, existiu uma necessidade de realizar uma adaptação da legislação de modo a acolher novas soluções de produção de energia descentralizada e de inovação tecnológica. Esta legislação permitiu com que em Portugal pudesse surgir uma figura de produtor-consumidor de energia em baixa tensão, sem prejuízos associados à manutenção da ligação à rede pública de distribuição de energia elétrica. Este Decreto-Lei tem um papel preponderante na perspetiva histórica da legislação da produção fotovoltaica portuguesa pois é ele que estabelece o regime dos direitos e dos deveres dos produtores/consumidores.

- Decreto-Lei nº225/2007, 31 de maio (Ministério da Economia e da Inovação)

Elabora a concretização de um conjunto de medidas associadas às energias renováveis alinhadas com a estratégia nacional para a energia, assim como realiza uma revisão de fatores utilizados no cálculo do valor da remuneração pelo fornecimento da energia produzida em centrais renováveis.

- Decreto-Lei nº363/2007, 2 de novembro (Ministério da Economia e da Inovação)

Reforça o regime simplificado aplicável à microprodução de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência. Realiza o desenvolvimento de um Sistema de Registo de Microprodução que realiza a integração de uma plataforma eletrónica de interação com os produtores e dois regimes de renumeração: geral e bonificado.

- Decreto-Lei nº118-A/2010, 25 de outubro (Ministério da Economia e da Inovação e do Desenvolvimento)

Realiza a simplificação do regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência (unidades de microprodução), existindo assim novos objetivos para o incentivo à produção descentralizada em baixa tensão por particulares.

- Decreto-Lei nº132-A/2010, 21 de dezembro (Ministério da Economia e da Inovação e do Desenvolvimento)

Estabelece o regime para a atribuição de 150 MVA de capacidade de receção de potência na Rede Elétrica de Serviço Público para energia elétrica produzida a partir de centrais solares fotovoltaicas.

- Decreto-Lei nº34/2011, 8 de março (Ministério da Economia e da Inovação e do Desenvolvimento)

Estabelece o regime jurídico aplicável à produção de energia através de unidades de microprodução. Apresenta como definição de microprodução uma instalação baseada numa só tecnologia de produção e cuja potência máxima para a ligação de rede é de 250 kW, não podendo esta exceder 50 % da potência contratada. Reforça ainda que pode exercer atividade qualquer entidade que detenha um contrato de fornecimento de eletricidade com consumos relevantes na própria instalação.

- Decreto-Lei nº67/2014, 7 de maio

Realiza a aprovação do regime jurídico da gestão de resíduos de equipamentos eletrónicos/elétricos, estabelecendo medidas de proteção do ambiente e da saúde humana. Tem por objetivo a prevenção/redução dos impactos resultantes da produção/gestão desses resíduos, diminuindo assim os impactos globais da utilização dos recursos, melhorando a eficiência da utilização e contribuindo para o desenvolvimento sustentável.

- Decreto-Lei nº1153/2014, 20 de outubro

Este Decreto-Lei refere-se apenas a instalações com uma potência instalada até 1 MW, estabelecendo o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade para dois tipos de unidades de produção: UPAC e UPP.

- Decreto-Lei nº162/2019, 25 de outubro

Este Decreto-Lei estabelece o regime jurídico do autoconsumo de energia renovável em Portugal, realçando pontos como: a criação das UPAC, permitindo assim com que

os consumidores possam produzir a sua própria energia renovável, a permissão do autoconsumo individual e coletivo, incluindo comunidades de energia renovável, a permissão também de injeção na rede de excedentes de produção, bem como respetiva venda e, por último, a eliminação da obrigatoriedade de licenciamento para instalações de pequenas dimensões (até 30 kW).

4.2 Legislação Atual

Atualmente, o Decreto-Lei que se encontra em vigor relativamente à produção fotovoltaica é o Decreto-Lei 15/2022, que se aplica às atividades de produção, armazenamento, autoconsumo, transporte, distribuição, agregação e comercialização de eletricidade, assim como à operação logística de mudança de comercializador e agregador, à organização dos respetivos mercados, à atividade de emissão de garantias de origem, à atividade de gestão de garantias do Sistema Elétrico Nacional, aos procedimentos aplicáveis ao acesso às atividade e respetiva proteção dos consumidores. Este Decreto-Lei não é aplicável à produção de energia em regime de cogeração ou a partir de energia nuclear nem a atividades que envolvam a mobilidade elétrica [30].

Este Decreto-Lei tem sofrido algumas alterações no âmbito da inclusão de legislação relativa aos sistemas de armazenamento, convertendo-se no Decreto-Lei 99/2024.

4.2.1 Diferenças entre UPAC e UPP

As UPAC e as UPP encontram-se integradas na mesma legislação. A Unidade de Produção para Autoconsumo permite produzir localmente a sua própria energia elétrica, contribuindo assim para a redução da fatura da eletricidade. Este tipo de instalação pode ser aplicado a clientes particulares, condomínios e empresas. As unidades de autoconsumo produzem energia elétrica preferencialmente para realizar a satisfação das necessidades de consumo imediatas, reduzindo assim a compra de energia à rede. A energia excedente produzida posteriormente é injetada na rede elétrica de serviço público. A existência deste Decreto-Lei permitiu possibilitar ao consumidor final ser simultaneamente produtor e consumidor da sua própria energia, tendo apenas de instalar um sistema de fonte renovável de autoconsumo em sua casa [31].

A Unidade de Pequena Produção permite realizar uma produção local a partir de fontes de energia renováveis, tendo por base uma só tecnologia de produção, destinada à venda total de energia à rede. Tal como as UPAC, este tipo de instalação pode ser aplicado a clientes particulares, condomínios e empresas. No entanto, as Unidades de Pequena Produção deixaram de existir com a entrada em vigor do Decreto-Lei nº162/2019 [31].

Este Decreto-Lei estabelece, em relação a este tipo de unidade de produção, o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público.

4.2.2 Direitos e deveres das entidades produtoras

De acordo com o Decreto-Lei 15/2022, os principais direitos e deveres associados às entidades produtoras 2022 encontram-se representados imediatamente a seguir.

Os principais direitos das entidades produtoras são [30]:

- a) Vender a energia elétrica em mercados organizados ou mediante contratos bilaterais, podendo também realizar a compra de energia até ao limite da capacidade de injeção definida na licença de produção. A eletricidade produzida deve ser entregue a um agregador ou comercializador, contra o pagamento de renumeração a um preço acordado em ambas as partes;
- b) Vender da capacidade de armazenamento a terceiros;
- c) Entregar a eletricidade produzida a entidades legalmente incumbidas de adquirir a eletricidade de fonte renovável, contra o pagamento da renumeração garantida de que beneficie o centro electroprodutor;
- d) Explorar linhas diretas para abastecimento de eletricidade a clientes finais quando o mesmo não possa ser efetuado através da rede elétrica de serviço público.

Os principais deveres das entidades produtoras são [30]:

- a) Cumprir para com o que é disposto na licença de produção;
- b) Comunicar à DGEG e ao respetivo operador de rede a conclusão da UPAC, da instalação do centro electroprodutor ou da instalação de armazenamento;
- c) Requerer a emissão da licença de exploração dentro do prazo estabelecido na licença de produção;
- d) Explorar o centro electroprodutor, a UPAC ou a instalação de armazenamento respeitando sempre as melhores práticas ambientais, enviando à DGEG e à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) os dados informativos referentes ao funcionamento das mesmas;
- e) Permitir e facilitar o acesso às instalações por parte das entidades competentes para efeitos de verificação da disponibilidade do centro electroprodutor;
- f) Cumprir com todas as instruções de despacho emitidas por parte do gestor global do Sistema Elétrico Nacional;
- g) Manter um arquivo organizado e atualizado com toda informação e dados relativos ao processo de licenciamento da produção.

4.2.3 Processo de Licenciamento

O processo de licenciamento, a nível das UPAC realiza-se na plataforma SERUP (Sistema Eletrónico de Registo das Unidades de Produção). No processo de licenciamento como estas UPAC's se encontram divididas em diferentes escalões, no respetivo processo de licenciamento, existem procedimentos que variam conforme o escalão. Na Tabela 4.1 encontram-se os diferentes escalões das UPAC e os respetivos procedimentos para cada escalão.

Tabela 4.1 - Escalões das UPAC e respetivos procedimentos

Potência instalada na UPAC	Procedimento
$\leq 700 \text{ W}$	Não é necessário controlo prévio.
$> 700 \text{ W e } \leq 30 \text{ kW}$	Necessita de uma mera comunicação prévia de exploração.
$> 30 \text{ kW e } \leq 1 \text{ MW}$	Necessita de um registo prévio e de um certificado de exploração.
$> 1 \text{ MW}$	Necessita de licença de produção e de uma licença de exploração.

No caso da existência de uma instalação de utilização que não se encontre ligada à RESP, esta encontra-se sujeita a uma mera comunicação prévia de exploração.

A nível de autoconsumo individual o processo de ligação divide-se em três etapas principais: registo no portal da DGEG, cadastro da instalação e certificação da instalação.

4.2.4 Contagem

A contagem da energia elétrica total produzida pela UPAC é obrigatória quando a instalação de utilização associada à UPAC se encontra ligada à RESP e a potência instalada é superior a 4 kW. É igualmente obrigatória a contagem de energia elétrica extraída ou injetada em instalações de armazenamento associadas a UPAC, quando estas se encontrarem ligadas à RESP e integrem uma instalação elétrica separada da UPAC ou da instalação de utilização [30].

Nas instalações de utilização com uma potência superior a 40 kW, o contador instalado realiza contagem indireta, caso contrário, o contador instalado realiza contagem direta. Na Tabela 4.2 encontram-se representados os tipos de contadores a utilizar mediante as potências instaladas na UPAC.

Tabela 4.2 – Tipo de contador a utilizar mediante a potência instalada na UPAC

Potência instalada na UPAC	Tipo de contador
$> 4 \text{ kW e } \leq 40 \text{ kW}$	Contador de contagem direta
$> 40 \text{ kW}$	Contador de contagem indireta

4.2.5 Inspeções Periódicas

O titular do registo encontra-se obrigado a realizar inspeções periódicas ao centro electroprodutor, à UPAC ou à instalação de armazenamento, com uma periodicidade de 8 anos. Para tal, deve recorrer a uma entidade inspetora de instalações elétricas de serviço particular. As regras e as orientações relativas a estas inspeções periódicas são definidas num regulamento próprio, publicado pela DGEG no seu site oficial [30].

4.3 Registo de uma entidade de produção no portal da DGEG

De modo a iniciar um processo de autoconsumo o cliente deverá em primeiro lugar proceder ao registo no portal da DGEG, através do respetivo *website* (Figura 4.1).

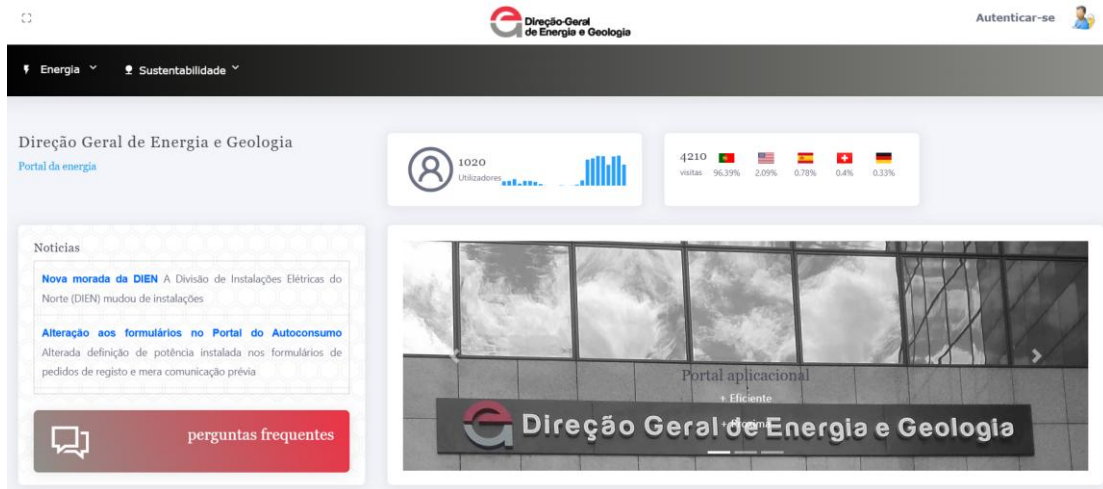


Figura 4.1 – Portal *online* da DGEG

Após a entrada no portal da DGEG o cliente deverá proceder à criação da entidade no âmbito do autoconsumo, disponível nas respetivas opções: Energia – Nova Entidade de Autoconsumo (Figura 4.2).

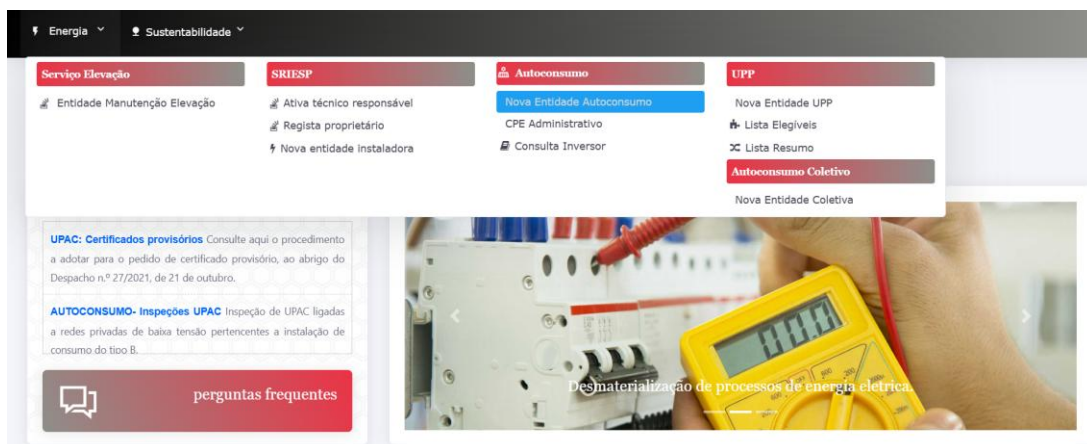


Figura 4.2 – Seleção da opção “Nova Entidade de Autoconsumo”

Posteriormente, será necessário o preenchimento de alguns campos com os dados do cliente (Figura 4.3), tais como:

- NIF;
- Denominação social;
- Telemóvel;
- Email;
- Morada;
- Código postal;

- Palavra-passe;
- CPE.

The image shows a web form titled "Registo de nova entidade no ambito do autoconsumo". The form is divided into two main sections. The top section contains fields for "Pais:" (a dropdown menu showing "PT - Portugal"), "NIF: *" (with a search icon), "Denominação social: *" (a long text field), "Telemóvel: *" (a text field), "Email: *" (a text field), "Morada: *" (a long text field), "Código Postal: *" (with a search icon), and a checkbox labeled "A mesma morada para faturação:" which is checked. Below this is a "Palavra-chave: *" field with a "verificar: *" button and an eye icon. The bottom section is titled "Verificar a chave com o ORD" and contains "CPE: *" and "NIF: *" fields, followed by a blue "Verificar" button.

Figura 4.3 - Página de registo da entidade na plataforma da DGEG

Deverá ter-se em especial atenção no preenchimento destes campos que o licenciamento da UPAC terá de ser realizado no nome do titular do contrato de fornecimento de energia elétrica da instalação de utilização. A potência instalada, ou seja, a potência real e aparente dos equipamentos que geram ou armazenam energia elétrica, nunca poderá ser superior à potência certificada, que estabelece o valor máximo de potência para a qual a instalação foi projetada e tecnicamente certificada, sendo este o valor máximo que um consumidor pode contratar.

Concluído este pré-registo, o passo que se segue envolverá o registo da MCP ou da UPAC.

4.3.1 Registo MCP

O registo de uma MCP é realizado quando a potência instalada é maior que 700 W e menor ou igual a 30 kW. Na etapa do pré-registo da MCP deverão ser inseridos diversos dados tanto do cliente como da instalação, tais como:

- CPE da IU;
- Nome;
- Telemóvel;
- Se existe ou não injeção na RESP;
- Marca dos inversores;
- Modelo dos inversores;
- Potência nominal, em kVA/kW;
- Número de painéis;

- Potência unitária, em kW;
- Tipo de célula;
- Marca do contador;
- Número de série do contador;
- Marca do modem;
- Modelo do modem;
- Número do cartão GSM/M2M;
- Tipo de entidade;
- Entidade instaladora (nº DGEG).

Nesta fase deverão também ser anexados os seguintes documentos:

- Declaração de conformidade de execução – documento assinado por um profissional habilitado ou por um técnico responsável de execução que se encontra devidamente inscrito na DGEG, que declara que este assume a responsabilidade técnica pelo projeto, execução ou manutenção de uma instalação elétrica e que este projeto segue as normas técnicas e regulamentações;
- Esquema Unifilar – desenho técnico que exemplifica como se encontra a distribuição elétrica mostrando conexões entre o inversor e o quadro fotovoltaico e entre este e o quadro elétrico, bem como todas as proteções utilizadas nestes mesmos quadros.

Nas Figuras 4.4 e 4.5 encontra-se o formulário de registo a preencher relativamente à MCP.

The image shows a web form titled "Registo de nova MCP" with a sub-header "Instalação ligada à rede" and a checkmark icon. The form is divided into several sections:

- Identificação:** Fields for "Denominação social", "NIF/NIPC", "CPE", and "Operador de rede" (pre-filled with "E-REDES - DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE, S."). A "Verificar" button is next to the CPE field.
- Morada:** Fields for "Morada" and "Código Postal".
- Contacto:** Fields for "Pessoa contacto" and "Telemovel".
- Potências:** Fields for "Potência contratada" (13.8 kW), "Tensão de alimentação" (400 V), and "Tensão de contagem" (400 V).
- Tipo de Fontes:** Radio buttons for "Solar" (checked), "Hídrica", "Eólica", "Biomassa", and "Biogás".
- Potências (continued):** Fields for "Potência geradores" (6 kW), "Pot. Inst. (inversores)" (6 kW), "Injeta energia na rede" (checked), "Potência requisitada" (20.7 kW), and "Potência certificada" (20.7 kW).
- Inversores:** Fields for "Marca" (dropdown with "Solax" selected), "Modelo" (dropdown with "X3-Hybrid-6.0-D G4" selected), and "Potência Nominal" (6.000 kW).

Figura 4.4 - Registo de uma MCP no portal da DGEG

Painéis

Número painéis: * Potência Unitária: * kW Tipo célula: * (Selecione)

Contador (marca/modelo): * Nº Série: * Modem marca: * Modem modelo: * Nº GSM: *

Tipo Entidade: * Entidade Instaladora (nº DGEG): * Técnico responsável execução: *

Termo responsabilidade: * Esquema unificar: *

Declaro que tomei conhecimento de todas as disposições e obrigações em matéria de contagem a serem diligenciadas junto do ORD, nos termos previstos do art.º 25.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, e restante regulamentação aplicável, nomeadamente a que decorre do Regulamento do Autoconsumo da ERSE.

Figura 4.5 – Continuação do registo de uma MCP no portal da DGEG

De modo a realizar uma confirmação da veracidade dos dados inseridos pode-se confirmar se o valor automático que se encontra na potência dos geradores e na potência instalada (inversores) corresponde à realidade da instalação.

Como já foi reforçado anteriormente, outro elemento de extrema importância serão os pontos de medição obrigatória de energia elétrica – os contadores. Para melhor compreensão, é essencial perceber a diferença entre os diferentes tipos de contadores, nomeadamente o contador bidirecional e o contador totalizador. O contador bidirecional (consumo/produção) realiza a medição tanto do consumo da instalação como do excedente injetado na rede. Este contador é da responsabilidade da E-Redes, onde caso este contador não se encontre adaptado ao autoconsumo a própria E-Redes procede à sua substituição ou adequação, sem quaisquer custos adicionais para o cliente. Caso a potência instalada seja superior a 4 kW (como no caso do registo anteriormente exemplificado) existe a necessidade de instalar um contador adicional. Assim, para além da existência do contador de eletricidade de responsabilidade da E-Redes também terá de existir um contador totalizador, responsável por realizar a medição da energia elétrica produzida pela UPAC. A instalação, bem como todos os custos associados, são da responsabilidade do auto consumidor, incluindo o modem e o cartão GSM de telecomunicações que permite a recolha de dados remotamente, assim como a leitura/monitorização do sistema à distância [32].

Na Figura 4.6 encontram-se as duas situações descritas anteriormente, para uma potência instalada superior a 4 kW e para uma potência instalada inferior ou igual a 4 kW.

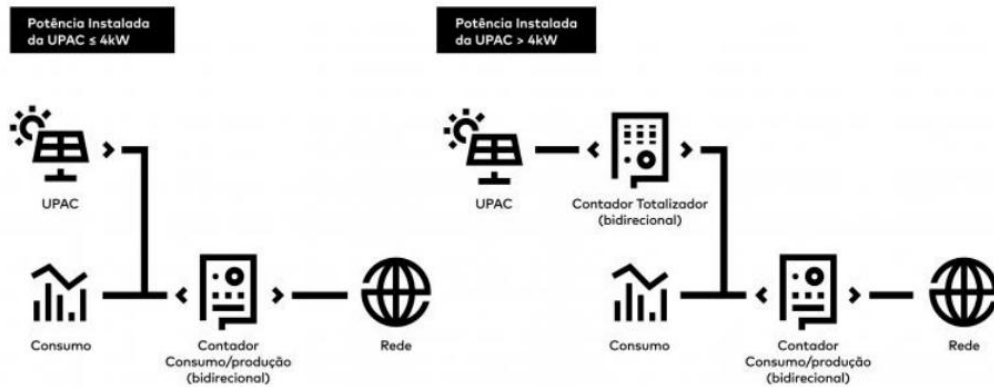


Figura 4.6 - Esquemas de ligações de uma UPAC com contador bidirecional e com contador totalizador [33]

Após o registo da MCP, esta será submetida a um processo de avaliação por parte do ORD que irá realizar uma análise das condições de ligação à rede. Concluído o processo de avaliação da instalação fotovoltaica, será emitido o recibo de submissão (MCP), que comprovará a certificação da instalação na DGEG e irá autorizar a sua entrada em exploração, como pode ser observado pela Figura 4.7. A E-Redes será informada e a instalação passará a encontrar-se em condições de operar, iniciando-se a respetiva leitura dos dados de produção provenientes do sistema fotovoltaico. No caso de o cliente pretender realizar a venda da energia excedente proveniente da UPAC, o ORD irá emitir um CPE de produção que se encontra na MCP.



RECIBO DE SUBMISSÃO

Para os devidos efeitos, declara-se que o registo [REDACTED]/MCP em nome de [REDACTED] com o NIF/NIPC [REDACTED], foi efetuado ao abrigo do disposto do artigo 59.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, tendo autorização para entrada em exploração nos termos do referido diploma e legislação complementar.

Nos casos nos quais se encontra prevista a injeção de energia excedente na rede, serve a presente declaração para permitir a realização do contrato de compra e venda da energia produzida e não consumida na instalação de consumo, considerando os seguintes elementos:

- . Injeta energia na rede: **Sim**
- . Denominação produtor: [REDACTED]
- . NIF/NIPC: [REDACTED]
- . Morada: [REDACTED]
- . CPE: **PT000** [REDACTED]
- . CPE de produção: **PT000** [REDACTED]
- . Fonte: **Solar**
- . Potência geradores: **6.00 kW**
- . Potencia instalada: **6.00 kW**
- . Potência de injeção na RESP: **6.0 kW**
- . Instalação ligada à RESP: **Sim**
- . Data de autorização para entrada em exploração: [REDACTED]

A presente declaração é válida pelo prazo de 6 meses, contado a partir da data de emissão.

Lisboa, [REDACTED]

Declaração emitida automaticamente pelo Portal do Autoconsumo, nos termos do Artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Av. 5 de Outubro, 228 (Edif. Sta Maria)
1069-203 Lisboa
Tel: 217 939 700/800
www.dgeg.gov.pt

área Norte:
Rua Manuel Pacheco de
Miranda, 29 G
4200-604 - Porto
Tel: 226 192 00

área Centro:
Rua Câmara Pestana, 74
3030-163 Coimbra
Tel: 239 700 300

área Sul - Alentejo:
Praçeta das Empresas 3 18
7005-639 Évora
Tel: 266 750 450

área Sul - Algarve:
Rua Prof. António Pinheiro e Rosa
8000-546 Faro
Tel: 269 896 600

Figura 4.7 - Recibo de submissão MCP

Tendo por base o exemplo de registo feito anteriormente consegue-se perceber que o cliente em causa deseja realizar injeção na rede, onde para isso foi emitido um CPE de produção, como pode ser comprovado pela Figura 4.7.

4.3.2 Registo UPAC

O registo de uma UPAC é realizado quando a potência instalada é superior a 30 kW e inferior ou igual a 1 MW, sendo este processo mais complexo do que o processo visto anteriormente. Este processo terá de ser sujeito a um pré-registo que reunirá os seguintes dados:

- CPE da IU onde foi executada a instalação fotovoltaica;
- “Potência solar”, que corresponde à potência nominal instalada;
- “Potência dos geradores fotovoltaicos”, que corresponde ao somatório da potência de pico de todos os painéis fotovoltaicos;
- Opção de injetar ou não energia excedente na RESP e, se injetar, definir o valor máximo de injeção na RESP. Note-se que para instalações com uma potência de ligação à RESP superior a 250 kW é necessária a instalação de uma proteção homopolar, sendo esta responsável por assegurar a separação rápida, eficaz e automática das redes de distribuição de eletricidade, protegendo de forma máxima a tensão homopolar.

Após a realização do pedido de pré-registo da UPAC, este pedido será analisado pelo ORD avaliando assim as condições da UPAC e viabilidade e condições de acesso à RESP. No caso deste pré-registo ser aprovado, a UPAC transita para o estado “Pedir Inspeção” e encontra-se em condições de ser submetida a uma inspeção, devidamente realizada por uma entidade inspetora de instalações elétricas (EIIEL) competente e inscrita na DGEG. Esta inspeção é solicitada através do portal SRIESP.

Neste estado de “Pedir inspeção” são solicitados os seguintes dados:

- Entidade inspetora;
- Potência máxima de injeção na RESP;
- Marca dos inversores;
- Modelo dos inversores;
- Potência nominal, em kVA/kW;
- Número de painéis;
- Potência unitária, em kW;
- Tipo de célula;
- Marca do contador;
- Número de série do contador;
- Marca do modem;
- Modelo do modem;
- Número do cartão GSM/M2M;
- Tipo de entidade;
- Entidade instaladora (nº DGEG).

Para além destes dados também são solicitados os seguintes documentos:

- Declaração emitida pelo técnico responsável da exploração da instalação elétrica do tipo B – documento que reúne informação acerca das características referentes ao tipo de esquema de ligação à terra, à corrente de curto-circuito previsível no ponto de ligação e que realça o ponto de ligação existente da UPAC na RESP;
- Declaração de conformidade de execução preenchida e assinada pela entidade instaladora ou pelo técnico responsável pela execução – documento que reúne e comprova como a UPAC se encontra instalada e em condições de entrar em exploração cumprindo os requisitos de ligação à rede;
- Projeto eletrotécnico – documento que deve incluir o termo de responsabilidade, a ficha de identificação do projeto e a memória descritiva e justificativa da instalação;
- Seguro de responsabilidade civil para a instalação fotovoltaica;
- Caso aplicável, declaração da limitação da potência nominal e/ou potência de injeção na RESP dos equipamentos instalados;
- No caso de a potência de injeção na RESP ser superior a 250 kW - relatório do quadro de regulação e ensaios das proteções de interligação com o ORD efetuados com sucesso.

Estes documentos deverão ser submetidos no portal da DGEG, no respetivo registo da UPAC.

Estas inspeções devem seguir e estar de acordo com as condições que estão descritas no Regulamento de Inspeção e Certificação de modo que a UPAC não apresente deficiências e seja aprovada para efeitos de entrada em exploração. As condições presentes no RIC solicitam a verificação da existência ou não de conformidade com os documentos solicitados no portal da DGEG mencionados anteriormente.

Nas Figuras 4.8, 4.9 e 4.10 encontram-se os dados do registo de uma UPAC já realizado na plataforma da DGEG.

Consulta geral do estado da UPAC [Dec. Lei 162/2019] Faturação

Informação da UPAC Instalação ligada à rede:

Data Inspeção: Certif. exploração: Dec. Vist./Insp.:

Registo: /UPAC Data/Hora: Estado: Certificado final/UPAC Data validade UPAC: **2025-11-30**

Denominação social: * ASSOCIAÇÃO NIF/NIPC: * Email entidade: Pessoa contacto: * Telemóvel: *

Morada: * Código Postal: *

CPE: * PT00 CPE de produção: PT00 Operador de rede: * E-REDES - DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE, S.

Potências:

Potência contratada: * 604.50 kW Potência certificada IU: * 1300.00 kW Potência requisitada: * 1300.00 kW Tensão de alimentação: 30000.00 V Tensão de contagem: 30000 V

Potências produção:

Potência geradores: 334.40 kW Pot. Instalada (Inversores): 300.0 kW Pot. inj. RESP: * 250.00 kW Injeta energia na rede:

Solar: 300.00 kW Hídrica: 0.00 kW Eólica: 0.00 kW Biomassa: 0.00 kW Biogás: 0.00 kW

Figura 4.8 - Dados do registo de uma UPAC no portal da DGEG

Taxas:

Taxa de registo:

Data/hora: Data validade: Data pagamento: Entidade: Referência: Valor:

Taxa de apreciação do pedido de certificação:

Data/hora: Data validade: Data pagamento: Entidade: Referência: Valor:

Pedido de certificação

Ativo 2024-04-11 09:00

Informação geral

Data/Hora Insp.: Entidade inspetora: * Laboratório Industrial e da Qualidade (LIQ) UPAC ligada à rede interna em BT: * Sim Não

Dados do pedido

Potência geradores (BD): 334.40 kW Potência instalada (BD): 300.0 kW Pot. inj. RESP: * 250.00 kW Potência max ORD: 250.00 kW Potência Requisitada (IU): 1300.00 kW Injeta na rede:

Potência geradores: * 334.40 kW Potência instalada: * 300.0 kW Potência injeção max: 250.00 kW

Figura 4.9 - Dados do registo de uma UPAC no portal da DGEG

The screenshot shows a web form for registering a UPAC. It is organized into several sections:

- Inversores:** Contains fields for 'Marca' (Huawei Technologies), 'Modelo' (SUN2000-50KTL-M3), and 'Potência Nominal' (50.000 kW). A table below lists two entries with the same details.
- Painéis:** Contains fields for 'Número painéis' (608), 'Potência Unitária' (0.550 kW), and 'Tipo célula' (Monocristalino).
- Contador de produção total:** Contains fields for 'Contador (marca/modelo)' (Honeywell AS3500-SemiD-CP(MID) B -v11.05), 'Nº Série', 'Modem marca' (Honeywell), 'Modem modelo' (AM122), and 'Nº GSM'.
- Responsabilidade pela execução:** Contains fields for 'Tipo Entidade' (Entidade Inst.), 'Entidade Instaladora (nº DGE)' (with a search icon), and 'Técnico responsável execução'.
- Documentos:** Contains four sections with upload icons: 'Dec. Respons.', 'Projeto eletrotécnico', 'Seguro resp. civil', and 'Limitação RESP.'.

Figura 4.10 - Dados do registo de uma UPAC no portal da DGE

A inspeção a realizar será agendada e realizada por uma entidade inspetora certificada pela DGE. Esta entidade pode ser escolhida no momento do pedido de inspeção. Na Figura 4.11 podem ser observadas algumas entidades habilitadas para efetuar inspeções em UPAC's ligadas à média tensão.

N.º ref.º	Nome Entidade	Morada (sede)	Código Postal	Telefone
Ec2.4/1	ISQ - Instituto de Soldadura e Qualidade	Av. prof. Dr. Cavaco Silva n.º 33 (TagusPark)	2780-994 Oeiras	214228100
Ec2.4/2	LIQ - Laboratório Industrial da Qualidade	Zona Industrial Norte, Rua do Portinho n.º 1431	3750-320 Águeda	234612770
Ec2.4/3	IEP - Instituto Eletrotécnico Português	Rua São Gens, 3717	4460-817 Custóias	229570000
Ec2.4/6	AP - Técnicas de Inspeção Unipessoal, Lda.	Rua Ferreira Lemos n.º 319, 3.º dto	4780-468 Santo Tirso	968321705
Ec2.4/7	CERTITEL - Certificações, Unipessoal, Lda.	Av. 5 de Outubro 38 A	8000-076 Faro	289821900
Ec2.4/8	GATECI - Gabinete Técnico de Certificação e Inspeção, Lda.	Av. Do Conde, n.º 5716-D	4465-093 S. Mamede de Infesta	224957173
Ec2.4/9	AnalíticaES, Lda.	Avenida Aliança Povo MFA PTMA, C306	2804-537 Almada	919503653
Ec2.4/11	Coproffis, Engenharia, Consultadoria e Formação Lda	Rua da Amendoeira, n.º 27, loja B	8005-545 Faro	289862386
Ec2.4/12	LabSIAM - Serviço de Inspeção e Aparelhos de Medição	Rua do Ribeirinho de Baixo, n.º 33C	9050-447 FUNCHAL	291007718
Ec2.4/13	Prova Ímpar, Unipessoal Lda	Urbanização do Feita, Lote 34 porta n.º 48	4700-152 Braga	253622046
Ec2.4/14*	Bureau Veritas Rinave, Sociedade Unipessoal Lda	Rua Laura Ayres, n.º 3	1600-510 Lisboa	217100900
Ec2.4/16*	QE - INSP, Lda.	Rua Principal da Corrente, 170 R/c	3020-165 Coimbra	932244333

*Reconhecimento provisório, nos termos do art.º 11.º da Lei n.º 14/2015

Figura 4.11 – Lista de entidades habilitadas a efetuar inspeções de UPAC's ligadas à média tensão [34]

Assumindo que se encontra tudo em conformidade, a entidade inspetora submeterá toda a documentação da inspeção no portal da DGEG e será então emitido o certificado de exploração da UPAC, como pode ser visível na Figura 4.12.



CERTIFICADO DE EXPLORAÇÃO
(Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro)
UPAC com injeção de energia na RESP

Produtor	
Nome:	████████████████████████████████████████
NIF/NIPC:	██████████
Localização da Unidade de Produção para Autoconsumo com injeção de energia na RESP	
Morada:	████████████████████████████████████████
Código Postal:	██████████
Concelho:	██████████
Entidade Instaladora/Técnico responsável pela execução	
Entidade Instaladora:	████████████████████████████████████████
N.º DGEG:	██████
Técnico responsável:	████████████████████████████████████████
N.º DGEG:	██████
Características da Unidade de Produção Registo: ██████/UPAC	
Fonte(s): Solar	
Potência do gerador (kWp): 334.40	Potência Instalada (kVA): 300.0
Potência de injeção na RESP (kVA): 250.00	
CPE consumo: PT000 ██████████	CPE produção: PT000 ██████████
Data de autorização de entrada em exploração: ██████████	
<p>Certificado de exploração emitido em ██████████ nos termos do disposto do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e nos termos da declaração de inspeção da UPAC.</p> <p>Certificado emitido automaticamente pelo Portal do Autoconsumo, nos termos da alínea c) do número 2 do artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. O presente certificado não tem validade legal, caso não seja acompanhado declaração de inspeção.</p>	

Av. 5 de Outubro, 228 (Edif. Sta Maria)
3069-203 Lisboa
Tel: 217 919 700/800
Linha Azul: 217 922 8861
www.dgeg.gov.pt

Área Norte:
Rua Manuel Pêcheco de
Moura, 29-D
4100-804 - Porto
Tel: 226 150 00

Área Centro:
Rua Câmara Pereira, 74
3005-263 Coimbra
Tel: 239 700 200

Área Sul - Alentejo:
Praça dos Engenheiros 3 1B
7005-420 Évora
Tel: 266 750 450

Área Sul - Algarve:
Rua Prof. António Pinheiro e Rosa
8000-545 Faro
Tel: 289 896 600

Figura 4.12 - Certificado de exploração de uma UPAC

5 SISTEMA FOTOVOLTAICO

Este capítulo tem como principal objetivo o estudo do conceito de sistema fotovoltaico e de todos os componentes associados ao mesmo. Serão abordados em detalhe nos respectivos subcapítulos os componentes deste tipo de sistema, de modo a contribuir para uma melhor percepção do funcionamento do mesmo.

5.1 Definição

Um sistema fotovoltaico é um sistema capaz de gerar energia elétrica através da radiação solar. Geralmente este sistema é composto por um conjunto de painéis fotovoltaicos, um ou vários inversores, um sistema que é responsável por realizar a monitorização, um contador e se solicitado, conjuntos de baterias para realizar o armazenamento de energia.

A produção de energia é realizada através dos painéis fotovoltaicos, onde este tipo de tecnologia absorve radiação solar e converte-a em corrente contínua. No entanto, como a corrente contínua não é consumida diretamente nas habitações ou injetada na rede, existe a necessidade de convertê-la em corrente alternada. Esta conversão de corrente contínua em corrente alternada é realizada pelo inversor. O inversor encontra-se apto, portanto, a realizar a conversão da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos (corrente e tensão contínua) em correntes e tensões alternadas, permitindo assim a compatibilidade com a rede elétrica [35], [36].

O sistema de monitorização entende-se como um sistema que permitirá à instalação medir os respetivos consumos da habitação, bem como a energia adquirida ou fornecida à rede. Para que seja possível ler tanto os consumos do cliente que provêm diretamente da rede elétrica e do sistema fotovoltaico, utiliza-se um contador bidirecional [35], [36].

A corrente contínua gerada pelos painéis solares fotovoltaicos é conduzida para o inversor com ajuda de cabos solares, sendo distribuída em corrente alternada pelo quadro elétrico geral do cliente ou diretamente na ligação à rede. No sentido de armazenar o excesso de energia gerada pelos painéis fotovoltaicos ou não consumido diretamente, existem sistemas de armazenamento que permitem realizar o posterior consumo quando necessário [35], [36].

Na Figura 5.1 encontra-se representado um sistema fotovoltaico, composto pelos componentes referidos anteriormente.

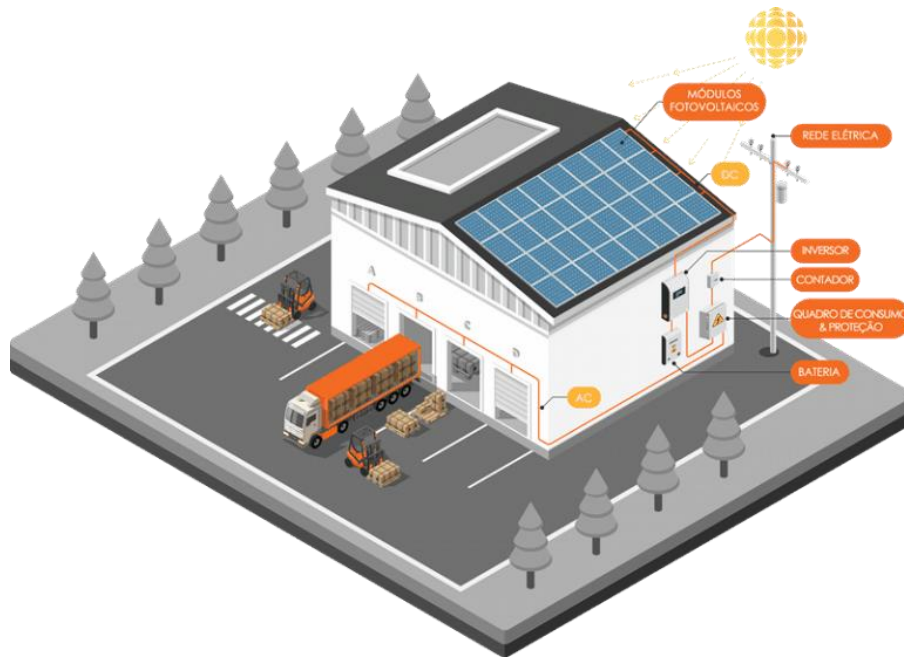


Figura 5.1 - Representação de um sistema fotovoltaico [37]

5.2 Módulo fotovoltaico

Um módulo ou painel fotovoltaico é um equipamento projetado para captar a radiação solar e convertê-la em energia elétrica. A potência gerada por metro quadrado depende diretamente da eficiência do módulo. Em relação à sua durabilidade, um módulo fotovoltaico pode ter uma vida útil superior a 25 anos.

5.2.1 Células fotovoltaicas

Hierarquicamente a célula fotovoltaica é o elemento básico na construção dos painéis fotovoltaicos. Devido à limitação de potência e de tensão, as células podem ser associadas em série ou em paralelo, originando assim os módulos fotovoltaicos [38].

Na Figura 5.2 encontra-se representado o que foi referido anteriormente.

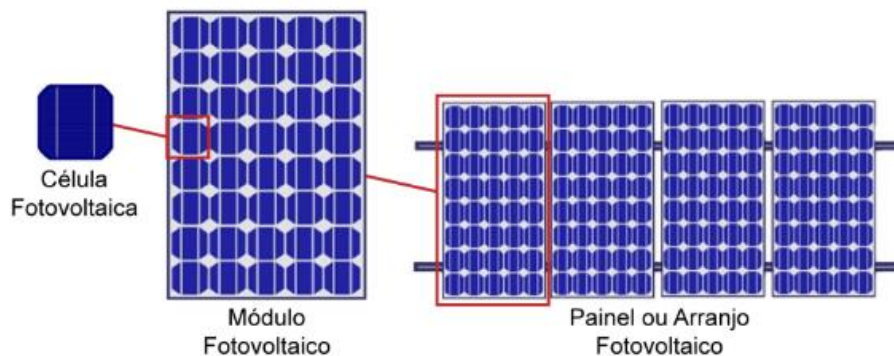


Figura 5.2 – Hierarquia: Da célula ao arranjo fotovoltaico [38]

Para melhor percepção do funcionamento do módulo fotovoltaico, será importante compreender o funcionamento da célula fotovoltaica.

As células fotovoltaicas são compostas por dois semicondutores com cargas opostas, separados por uma junção neutra. Existe, então, um semicondutor tipo N, também conhecido como camada negativa, que é formado a partir da modificação de uma estrutura cristalina de silício, resultando em um excesso de elétrons. Por outro lado, existe um semicondutor tipo P, ou camada positiva, que apresenta uma deficiência de elétrons, comportando-se como uma carga positiva dentro da rede cristalina. Na região de junção é onde ocorre a neutralização das cargas [38], [39].

A acumulação de cargas positivas na camada do tipo N e a acumulação de cargas negativas na camada do tipo P dá origem a um campo elétrico e, conseqüentemente, a uma diferença de potencial. Esta tensão traduz-se numa barreira pois impede a circulação de elétrons entre os dois tipos de materiais. Por sua vez, quando a camada N é exposta à luz solar, os fótons libertam elétrons, aumentando a diferença de potencial entre as camadas N e P. Esta diferença de potencial, em um circuito fechado, gera uma corrente elétrica, parte da qual é aproveitada pelo consumidor [38], [39].

Na Figura 5.3 encontra-se representada uma junção P-N típica de uma célula fotovoltaica de silício, de forma a exemplificar o que foi referido anteriormente.

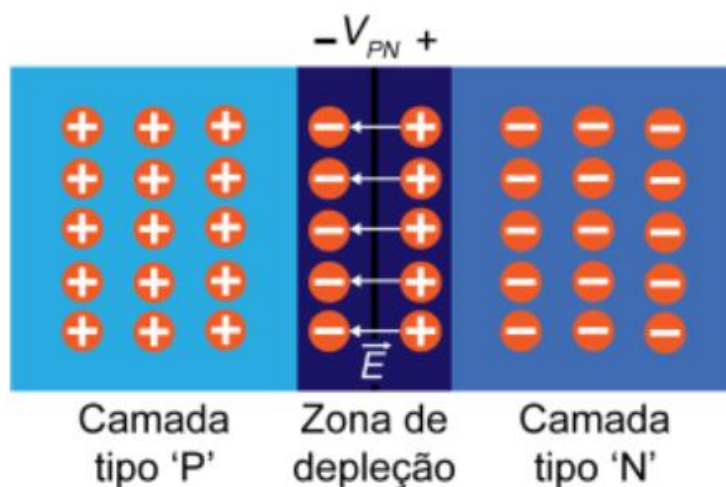


Figura 5.3 – Junção P-N de uma célula fotovoltaica de silício [38]

Como já foi referido, só existirá deslocamento de elétrons da camada N para a camada P quando estes receberem energia suficiente de um meio externo, o que faz com que os elétrons fiquem excitados e, conseqüentemente, transitem da camada de valência para a camada de condução [38], [39].

Assim sendo, conectando a camada negativa à camada positiva surge um fluxo de elétrons que manter-se-á enquanto a luz incidir na célula. A Figura 5.4 demonstra este fenómeno de forma simplificada.

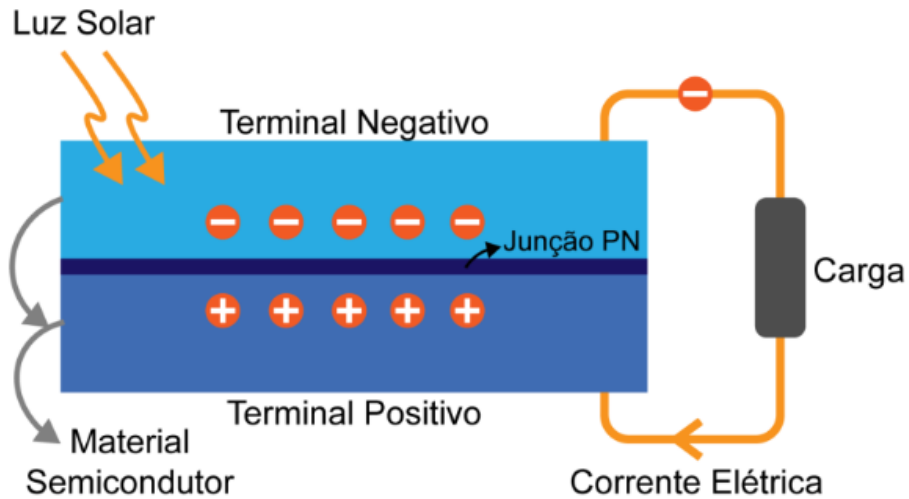


Figura 5.4 – Princípio básico de funcionamento de uma célula fotovoltaica [38]

Existem, principalmente, três tipos de células fotovoltaicas utilizadas nos módulos fotovoltaicos, sendo elas: de silício monocristalino, de silício policristalino e de silício amorfo.

As células de silício monocristalino, geralmente de cor preta ou azul-escuro, são derivadas de um processo mais complexo e geralmente mais caro, onde resultam de um único cristal de silício. Possuem uma estrutura uniforme e altamente eficiente (15 % a 22 %) na conversão de luz solar em eletricidade, gerando mais energia por área de superfície. Geralmente, os painéis fotovoltaicos que utilizam este tipo de célula têm um custo inicial mais alto [40], [41].

Por sua vez, as células de silício policristalino, geralmente de cor azul, são derivadas da fusão de lingotes de silício, onde o processo de fabricação é mais simples e mais económico. Estas células são menos eficientes (14 % a 20 %) que as células de silício monocristalino, no entanto, mesmo assim possuem uma boa relação custo-benefício [40], [41].

Na Tabela 5.1 encontra-se representada uma comparação realizada, em diferentes aspetos, entre os painéis fotovoltaicos com células de silício monocristalino e os painéis fotovoltaicos com células de silício policristalino.

Tabela 5.1 – Comparação entre painéis fotovoltaicos com células monocristalinas e policristalinas [41]

Característica	Painel com células de silício policristalino	Painel com células de silício monocristalino
Eficiência	14 a 20 %	15 a 22 %
Custo	Mais barato.	Mais caro.
Cor	Tonalidade azul.	Tonalidade preta.
Vida útil	Mais de 25 anos.	Mais de 25 anos.

As células de silício amorfo (sem forma) possuem uma rede irregular, ao contrário das outras células que apresentam uma estrutura cristalina. A sua fabricação é feita através de um substrato em que é depositada uma finíssima

camada de cada tipo do material dopado e, entre elas, uma terceira camada de silício intrínseco (não dopado), sendo esta necessária à passagem de elétrons entre as partes positivas e negativas. A eficiência das células de silício amorfo é baixa (5 % a 9 %), isto devido à hidrogenação do material [42].

Na Figura 5.5 encontram-se representados os três principais tipos de células fotovoltaicas, referidos anteriormente.

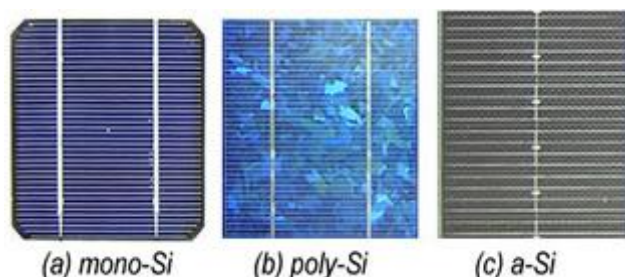


Figura 5.5 – Principais tipos de células fotovoltaicas [43]

No contexto do relatório, é de elevado grau de importância para melhor compreensão do desempenho do sistema em diferentes condições, o entendimento das curvas características das células fotovoltaicas, nomeadamente, a curva I-V e a curva P-V.

A curva I-V (curva corrente-tensão), é uma representação gráfica que estabelece a relação entre a corrente elétrica e a tensão em um circuito. Na Figura 5.6 é possível observar a curva I-V característica de um módulo fotovoltaico.

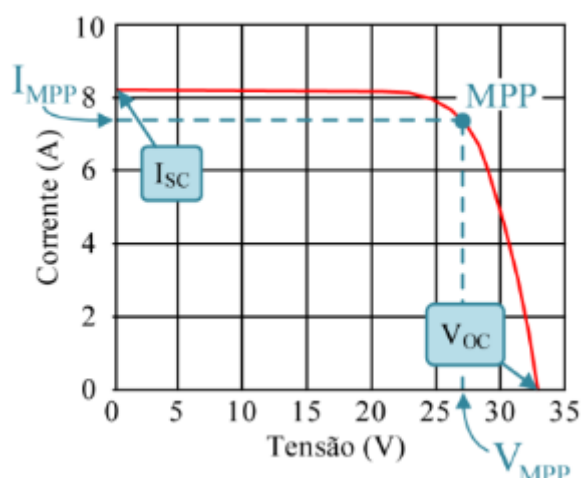


Figura 5.6 – Curva I-V característica de um módulo fotovoltaico [38]

Como pode ser observado na Figura 5.6, os pontos onde a curva I-V interceta os eixos da corrente e da tensão, são conhecidos por corrente de curto-circuito (I_{sc}) e por tensão de circuito aberto (V_{oc}), respetivamente. O I_{sc} é o ponto onde a corrente é máxima e a tensão é nula (curto-circuito), enquanto que o ponto V_{oc} é o ponto onde a tensão é máxima e a corrente é zero (circuito aberto). O ponto de máxima potência (MPP) é onde a curva I-V atinge o valor máximo da multiplicação entre a corrente e a tensão. Pode-se observar que à esquerda do MPP a corrente permanece constante enquanto que a tensão vai aumentando, no entanto, à direita do MPP pode-se observar que a tensão continua a aumentar, porém a corrente diminui

consideravelmente. Este ponto é de grande interesse prático, representando a condição na qual a célula produz a máxima potência possível [44].

A curva P-V (curva potência-tensão), é uma representação gráfica que estabelece a relação entre a potência e a tensão em um circuito. Na Figura 5.7 é possível observar a curva P-V característica de um módulo fotovoltaico.

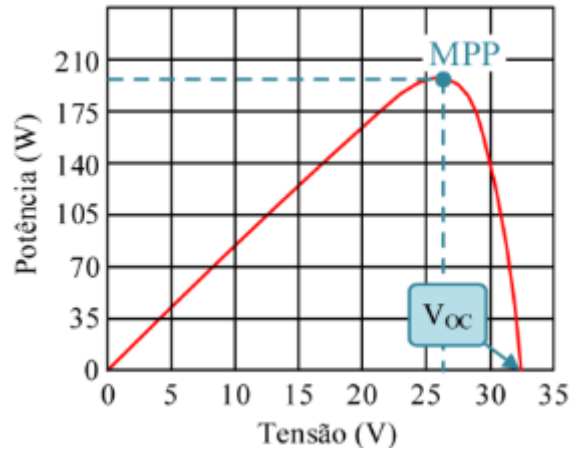


Figura 5.7 – Curva P-V característica de um módulo fotovoltaico [38]

Em relação ao MPP pode-se observar que à esquerda deste ponto a potência e a tensão vão aumentando ao longo do tempo, enquanto que à direita deste ponto a potência e a tensão diminuem consideravelmente.

De forma a esclarecer qualquer dúvida que exista face às legendas das Figuras 5.6 e 5.7, na Tabela 5.2 encontram-se representadas as definições e os respetivos parâmetros da curva I-V, bem como outros parâmetros importantes.

Tabela 5.2 – Parâmetros curva I-V [44]

Abreviatura	Definição
V_{oc}	Tensão em circuito aberto. Tensão medida nos terminais do módulo fotovoltaico quando não existe circulação de corrente, correspondendo à máxima tensão que se pode obter.
I_{sc}	Corrente de curto-circuito. Corrente medida quando a tensão nos terminais da célula é nula, representando a máxima corrente que se pode obter.
MPP	Ponto de máxima potência. Corresponde ao ponto de operação em que a célula gera a máxima potência possível.
V_{MPP}	Tensão de máxima potência. Corresponde à tensão medida nos terminais da célula quando esta opera no ponto de máxima potência.
I_{MPP}	Corrente de máxima potência. Corresponde à corrente medida nos terminais da célula quando esta opera no ponto de máxima potência.
FF	Fator de forma. Traduz-se na razão entre a máxima potência e o produto da tensão de circuito aberto com a corrente de curto-circuito, onde quanto mais próxima de 1 for, mais eficiente será o dispositivo. $FF = \frac{V_{MPP} \cdot I_{MPP}}{V_{oc} \cdot I_{sc}}$
η	Eficiência. Corresponde à relação entre a potência elétrica gerada pela célula e a potência da energia solar incidente. O valor resultante traduz o quão efetiva é a conversão de energia solar em energia elétrica.

5.2.2 Constituição

Na construção dos módulos fotovoltaicos, existe a necessidade de os dotar de características que lhes permitam resistir às condições ambientais adversas a que estarão submetidos durante todo o seu período de vida. Neste âmbito, de modo a conferir proteção face aos esforços mecânicos, agentes atmosféricos e à humidade, as células fotovoltaicas que constituem o módulo são normalmente embebidas numa película de etileno acetato de vinilo (EVA). Este material tem a particular função de assegurar o isolamento elétrico entre as células. De modo a estabilizar mecanicamente a estrutura, o acabamento é executado com aros de alumínio e uma placa de vidro [45].

Na Figura 5.8 encontram-se representados os componentes e os materiais normalmente utilizados na construção de módulos fotovoltaicos.

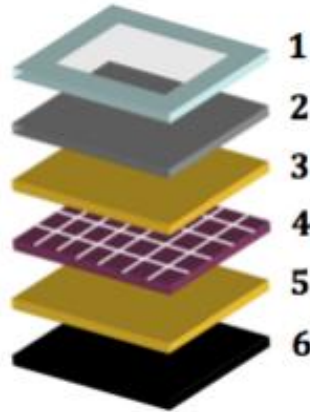


Figura 5.8 – Estrutura de um módulo fotovoltaico [45]

Com base na Figura 5.8 apresentada foi elaborada a Tabela 5.3 com os respetivos componentes de um módulo fotovoltaico, bem como as suas respetivas funcionalidades.

Tabela 5.3 – Descrição dos diferentes componentes e respetivas funções dos constituintes de um módulo fotovoltaico [45]

Número	Componente	Descrição	Função
1	Caixilho	Alumínio anodizado	Rigidez mecânica.
2	Vidro	Vidro temperado	Permite a entrada de luz solar e protege as células contra impactos mecânicos.
3, 5	Material de encapsulamento	Película translúcida e não refletora de luz solar (EVA)	Proteção física das células fotovoltaicas.
4	Células fotovoltaicas	Células fotovoltaicas	Conversão da luz solar em corrente elétrica.
6	Isolante elétrico	Isolante elétrico	Proteção da parte posterior do módulo. Evitar a entrada de água e gases.

5.2.3 Associação

Os módulos fotovoltaicos devem ser interligados de modo a se aumentar a potência máxima de um painel fotovoltaico. Deste modo podem ser interligados de três modos: em série, em paralelo ou mista (série e paralelo).

Os módulos associados em série permitem obter tensões mais elevadas, mantendo a corrente estipulada do módulo. Será importante associar em série módulos do mesmo tipo de modo a minimizar as perdas de potência do sistema [45].

Na Figura 5.9 é possível observar um esquemático de uma associação em série de n módulos fotovoltaicos.

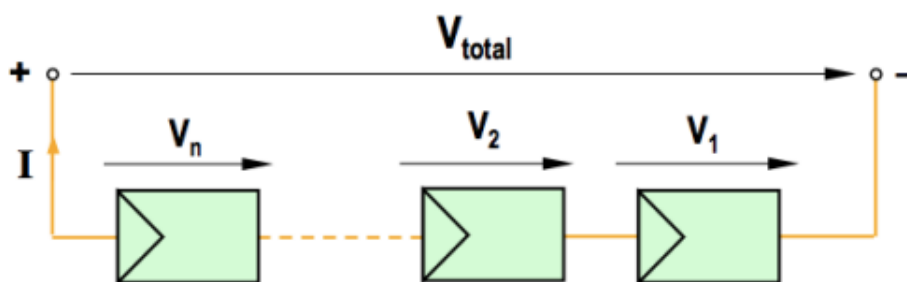


Figura 5.9 – Esquemático de uma associação de n módulos fotovoltaicos em série [45]

Tendo por base o esquema representado na Figura 5.9 é possível representar as expressões 5.1 e 5.2:

$$V_1 = V_2 = \dots = V_n = V \Rightarrow V_{total} = V_1 + V_2 + \dots + V_n = n * V \quad (5.1)$$

$$I_1 = I_2 = \dots = I_n = I_{total} \quad (5.2)$$

Os módulos associam-se em paralelo quando se pretende obter correntes mais elevadas, mantendo os níveis de tensão estipulada do módulo [45].

Na Figura 5.10 é possível observar um esquemático de uma associação em paralelo de n módulos fotovoltaicos.

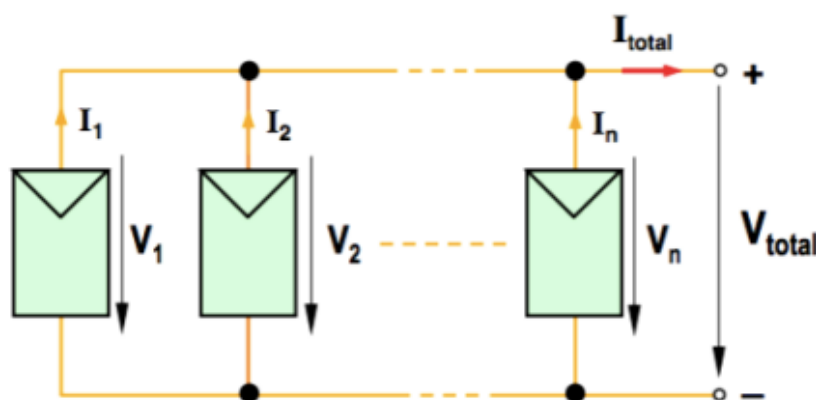


Figura 5.10 – Esquemático de uma associação de n módulos fotovoltaicos em paralelo [45]

Tendo por base o esquema representado na Figura 5.10 é possível representar as expressões 5.3 e 5.4:

$$V_{total} = V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (5.3)$$

$$I_1 = I_2 = \dots = I_n \Rightarrow I_{total} = I_1 + I_2 + \dots + I_n = n * I \quad (5.4)$$

No sistema fotovoltaico com ligação à rede é comum realizar a associação em série de vários paralelos, associando-os posteriormente em paralelo, onde esta associação se designa de associação mista [45].

Na Figura 5.11 é possível observar um esquemático de uma associação mista de $n \times m$ módulos fotovoltaicos, onde “ n ” representa o número de filas de módulos associados em paralelo e “ m ” representa o número de módulos associados em série [45].

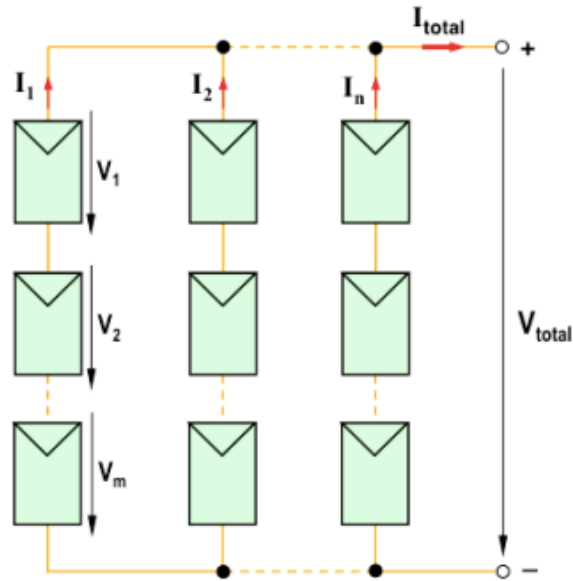


Figura 5.11 – Esquemático de uma associação mista [45]

Neste tipo de associação obtêm-se as características das associações em série e em paralelo, apresentadas anteriormente. No entanto, conseguem-se obter valores mais elevados de corrente e de tensão.

Tendo por base o esquema representado na Figura 5.11 é possível representar as expressões 5.5 e 5.6:

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_m \Rightarrow V_{total} = V_1 + V_2 + \dots + V_n = m * I \quad (5.5)$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \Rightarrow I_{total} = n * I \quad (5.6)$$

De forma conclusiva, a Tabela 5.4 reforça as principais diferenças destes tipos de associações dos módulos fotovoltaicos, abordando parâmetros como a tensão e a corrente do sistema, as perdas nos cabos, a complexidade do sistema, o impacto do sombreamento, o custo do sistema, a resposta à falha do sistema e algumas aplicações.

Tabela 5.4 – Comparação entre os diferentes tipos de associações dos módulos fotovoltaicos [45]

Característica	Associação em série	Associação em paralelo	Associação mista (série + paralelo)
Tensão do sistema	Resulta da soma das tensões dos painéis fotovoltaicos.	É igual à tensão de um único painel fotovoltaico.	É ajustável, dependendo do número de painéis fotovoltaicos em série e em paralelo.
Corrente do sistema	É igual à corrente de um único painel fotovoltaico.	Resulta da soma das correntes dos painéis fotovoltaicos.	É ajustável, dependendo da configuração utilizada.
Perdas nos cabos	São baixas, devido à corrente no circuito ser menor.	São altas, devido à corrente no circuito ser maior.	São moderadas, variando conforme o equilíbrio entre tensões e correntes no circuito.
Complexidade do sistema	É simples, pois requer menos cabos devido à menor corrente no circuito.	É moderada, pois requer mais cabos e dispositivos de proteção devido à maior corrente no circuito.	É alta, pois requer um plano cuidadoso para equilibrar tensões e correntes entre os grupos de painéis.
Custo do sistema	Baixo, pois requer menos cabos e dispositivos adicionais.	Alto, pois exige mais cabos e dispositivos adicionais.	Variável, pode ser mais caro devido a uma maior complexidade.
Impacto do sombreamento	É alto. Um painel fotovoltaico sombreado reduz a corrente de toda a <i>string</i> .	É baixo. O sombreamento afeta apenas o painel fotovoltaico sombreado, não afetando a totalidade do sistema fotovoltaico.	É moderado. O impacto do sombreamento é limitado ao grupo em série onde está o painel fotovoltaico afetado.
Capacidade de resposta à falha de um painel fotovoltaico	Baixa. A falha de um painel fotovoltaico em série pode interromper a operação de toda a <i>string</i> em causa.	Alta. A falha de um painel fotovoltaico afeta apenas a corrente total, não afetando o funcionamento do sistema fotovoltaico.	Moderada. A falha de um painel fotovoltaico afeta apenas o grupo ao qual este se encontra associado.
Aplicações	Sistemas <i>on-grid</i> com inversores que requerem altas tensões.	Sistemas <i>off-grid</i> , sistemas de baixa tensão ou aplicações com baterias.	Sistemas híbridos ou sistemas de grande escala.

5.2.4 Estruturas

Ao longo deste subcapítulo serão abordadas algumas estruturas para painéis fotovoltaicos, nomeadamente, para telhado inclinado, para terreno, para terraço plano e para estacionamentos automóveis.

As estruturas fotovoltaicas são essenciais para fornecer aos painéis fotovoltaicos a inclinação e a orientação necessárias ao aproveitamento máximo da instalação fotovoltaica. Sem uma boa inclinação ou sem uma boa orientação o rendimento do sistema fotovoltaico é afetado [46].

Será importante a existência de diferentes tipos de estruturas fotovoltaicas de modo que seja possível a adaptação aos diferentes tipos de superfícies (planas ou inclinadas). Esta adaptação deve considerar também a existência de outros fatores, como é o caso, dos tipos de terrenos e das condições climáticas a que os painéis fotovoltaicos estão sujeitos [46].

As diferentes estruturas aplicadas sobre telhados inclinados dependem do tipo de telha constituinte do telhado onde se realizará a instalação fotovoltaica. Existem diferentes tipos de telha, sendo que as visivelmente mais comuns são: as telhas PVC, as telhas cerâmicas, as telhas metálicas e as telhas de fibrocimento (Figura 5.12) [46].

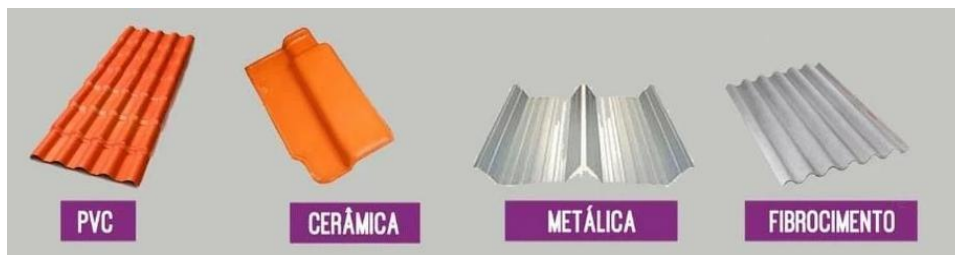


Figura 5.12 – Tipos de telhas mais comuns em telhados inclinados [47]

Para realizar um aproveitamento da inclinação que o telhado já possui é utilizada uma estrutura de fixação dos painéis fotovoltaicos coplanares ao telhado. No caso de o telhado ser de telha e por baixo da telha se encontrar uma placa de betão ou de madeira, poderão ser adotadas duas soluções: uma solução utiliza um varão roscado e a outra solução utiliza savatelhas [48].

No caso de se utilizar o varão roscado ocorre perfuração diretamente sobre a telha até à placa de betão (Figura 5.13) ou até ao barrote de madeira (Figura 5.14). Este equipamento possui uma vedação para que não se permita a entrada de água pelo orifício criado pelo varão roscado na perfuração da telha [48].

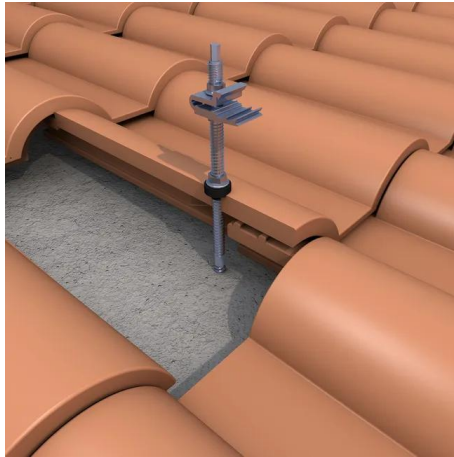


Figura 5.13 – Perfuração diretamente sobre a telha até à placa de betão [49]

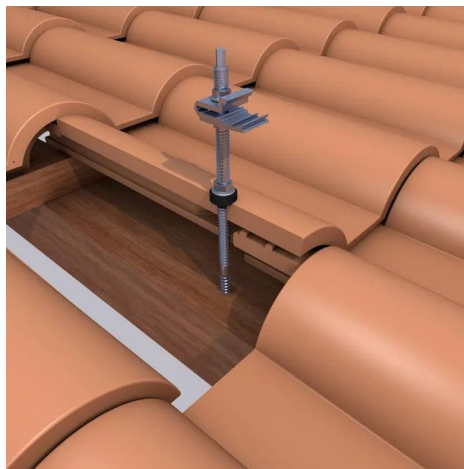


Figura 5.14 - Perfuração diretamente sobre a telha até ao barrote de madeira [49]

Estes varões roscados, após a respetiva perfuração na telha, servem de pontos de fixação para os trilhos de alumínio que realizam o suporte dos painéis fotovoltaicos.

Na Figura 5.15 encontra-se representada uma instalação de um painel fotovoltaico num telhado inclinado com auxílio dos varões roscados.



Figura 5.15 – Estrutura de fixação dos painéis fotovoltaicos com recurso a varões roscados num telhado inclinado [49]

No caso de serem utilizadas, ao invés dos varões roscados, as savatelas (Figura 5.16) não há necessidade de realizar a perfuração na telha. A sua aplicação restringe-se à remoção da telha e parafusação diretamente na placa de betão ou no barrote de madeira. Devido ao seu formato, a savatela permite colocar novamente a telha por cima da fixação, contornando o formato da telha (Figura 5.17) [48].

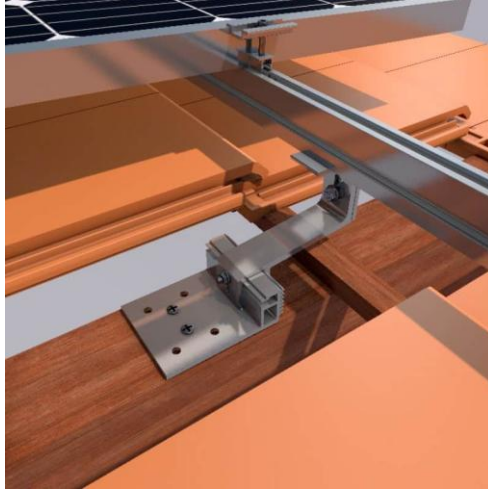


Figura 5.16 – Solução com savatela [50]



Figura 5.17 - Estrutura de fixação dos painéis fotovoltaicos com recurso a savatela num telhado inclinado [51]

Caso o telhado inclinado seja de chapa metálica ou em formato de sanduiche a solução terá de ser encontrada em função do formato de chapa utilizada, onde esta estrutura é montada mais facilmente e com maior rapidez. Uma solução para o telhado inclinado do tipo metálico pode ser obtida através da utilização de perfis corridos sobre a cobertura, fixados com parafusos auto-roscantes que percorrem a chapa da cobertura até a viga de sustentação, visível nas Figuras 5.18 e 5.19.

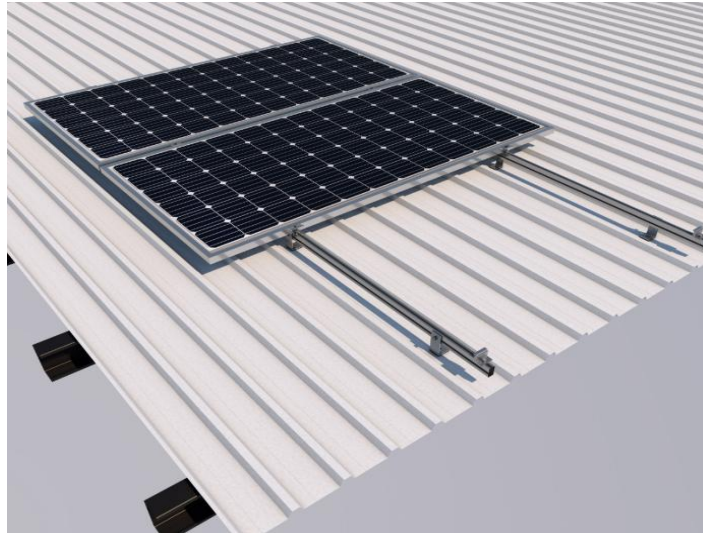


Figura 5.18 - Estrutura de fixação dos painéis fotovoltaicos para telhado inclinado de chapa ou sanduíche com recurso a perfis corridos [52]

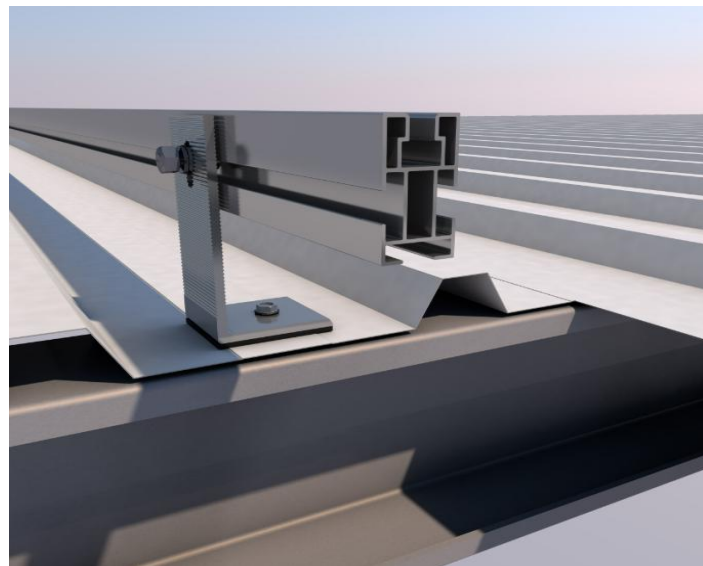


Figura 5.19 - Fixação dos suportes dos painéis fotovoltaicos para telhado inclinado de chapa ou sanduíche [52]

Em relação às instalações realizadas sobre telhados planos, as estruturas mais utilizadas são as estruturas metálicas ou estruturas em betão, permitindo assim com que os painéis fotovoltaicos tenham a inclinação ideal e, conseqüentemente, que seja possível retirar-se o máximo rendimento do sistema.

Na Figura 5.20 encontra-se um exemplo de uma estrutura inclinada metálica utilizada em instalações fotovoltaicas realizadas em telhados planos, neste caso, num telhado de chapa metálica.

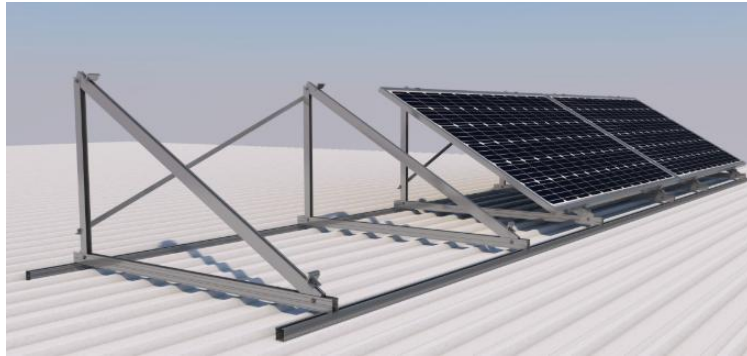


Figura 5.20 - Estrutura de fixação dos painéis fotovoltaicos para telhado plano de chapa metálica [52]

Este tipo de estrutura é aplicado diretamente sobre o telhado metálico, utilizando trilhos que distribuem a carga e prendem os painéis. O seu *design* permite a inclinação ideal resultando numa maior eficiência energética, no entanto, apresenta custos mais elevados quando em comparação com a fixação direta.

Na Figura 5.21 encontra-se um exemplo de uma estrutura inclinada metálica com base em betão aplicada em telhados planos.



Figura 5.21 – Estrutura de fixação dos painéis fotovoltaicos para terraço plano com base em betão [52]

Este tipo de estrutura encontra-se montada sobre uma base de betão, não existindo necessidade de perfurar a cobertura. É de fácil instalação e apresenta uma elevada resistência ao vento devido ao peso do betão. Note-se que a estrutura anteriormente representada é adaptada para uma fila de módulos.

No entanto, este tipo de estrutura pode ser difícil de mover após a instalação e o seu peso deve ser considerado no cálculo da carga suportada no local da instalação.

Existe também uma solução que permite alocar painéis com uma configuração nascente-poente, normalmente utilizada em terraços planos (Figura 5.22, 5.23). Esta solução pode ser utilizada com diversas adaptações, por exemplo, utilizando blocos de lastro para evitar a furação ou aplicando acessórios de corte de vento nas extremidades [48].

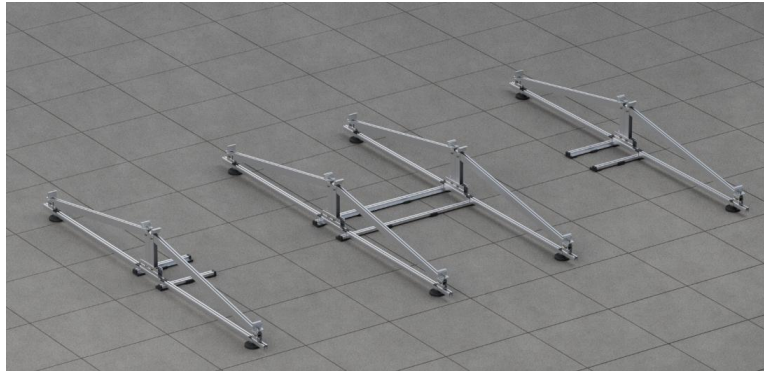


Figura 5.22 – Suportes utilizados na estrutura metálica para terraço plano com configuração nascente-poente [52]



Figura 5.23 – Estrutura metálica para terraço plano com configuração nascente-poente [52]

Nesta estrutura, como pode ser observado nas Figuras 5.22 e 5.23, os painéis fotovoltaicos são instalados em filas duplas, respeitando inclinações opostas (uma para nascente e uma para poente). Esta inclinação permite captar a luz solar desde o início da manhã até ao final da tarde, aumentando a produção ao longo do dia. Este tipo de estrutura é indicado para terraços e coberturas de edifícios onde o espaço é limitado e onde não existe possibilidade de adotar estruturas altas.

Por último, existe também uma solução de suporte para painéis fotovoltaicos pré moldados de betão, sendo que esta solução é utilizada em superfícies planas, simplificando a montagem dos painéis e reduzindo os custos associados a outro tipo de solução [53]. Na Figura 5.24 encontra-se a solução anteriormente referida.



Figura 5.24 – Estrutura em betão para superfície plana (*Solarbloc*) [53]

O *solarbloc* é um sistema de suporte em betão pré-fabricado utilizado em sistemas fotovoltaicos implementados em superfícies planas, como é o caso de terraços. Esta solução é uma solução segura, com grande durabilidade e resistência e de fácil instalação, que dispensa perfurações na superfície. Antes de ser aplicado este tipo de estrutura dever-se-á ter atenção se o local da instalação apresenta condições de resistência ao peso deste tipo de estrutura.

Será de realçar que poderá existir a necessidade de utilizar um *antipandeo*, que se traduz num tipo de tecnologia que evita a curvatura excessiva (e possível danificação do sistema) do módulo fotovoltaico devido ao peso do próprio painel, dilatação térmica ou esforço mecânico mal distribuído. A utilização deste tipo de equipamento ocorre quando a estrutura utilizada é do tipo *solarbloc* e o painel fotovoltaico apresenta dimensões da ordem dos 2 metros de comprimento.

É cada vez mais comum existir aproveitamento fotovoltaico em parques de estacionamento, permitindo a produção de energia elétrica sem a necessidade de alterar o uso principal do espaço. Para isto recorre-se a uma estrutura própria que permite conjuntamente proporcionar cobertura para os veículos e servir de estrutura de fixação para a instalação de painéis fotovoltaicos. Esta estrutura pode ser simples, caso se pretenda apenas englobar um lugar de estacionamento (Figura 5.25) ou dupla, caso se pretenda englobar dois lugares de estacionamento (Figura 5.26).



Figura 5.25 – Estrutura utilizada em parques de estacionamento simples [52]



Figura 5.26 – Estrutura utilizada em parques de estacionamento duplo [52]

Este tipo de utilização nos parques de estacionamento permite a alimentação de edifícios comerciais, fábricas ou redes públicas, contribuindo assim para a descarbonização e para o alcance de metas propostas relativas à sustentabilidade. Também existe a possibilidade de integrar estes parques de estacionamento com estações de carregamento, incentivando a mobilidade sustentável.

Cada vez mais começam a existir um maior número de soluções de estruturas para o setor fotovoltaico, incluindo estruturas flutuantes, como pode ser observado no estudo de caso apresentado no capítulo 6.

5.2.5 Influência da temperatura

Num sistema fotovoltaico é sabido que a variação de temperatura do painel fotovoltaico afeta diretamente o seu respetivo rendimento, no entanto, será importante compreender a influência que este parâmetro poderá ter no próprio sistema.

Nas diversas fichas técnicas ou *datasheets*, que se traduzem por serem um documento técnico que realiza uma descrição das características e funcionalidades de um determinado equipamento, encontram-se as respetivas características elétricas de um determinado modelo de um painel fotovoltaico mediante dois tipos de condições: as condições STC ou *Standard Test Conditions* e as condições NMOT ou *Nominal Module Operating Temperature*. Estes dois tipos de condições de funcionamento do respetivo painel fotovoltaico são diferentes, impactando futuramente no rendimento do mesmo de forma diferente.

Na Tabela 5.5 encontram-se as principais diferenças entre as condições STC e as condições NMOT.

Tabela 5.5 – Diferenças entre as condições de funcionamento STC e NMOT [54]

Características:	Condições STC	Condições NMOT
Irradiância [W/m^2]	1000	800
Espetro	AM 1.5	AM 1.5
Temperatura das células [$^{\circ}C$]	25	20
Velocidade do vento [m/s]	-	1

A condição de funcionamento NMOT é mais realista que a condição de funcionamento STC, isto porque, esta última é uma condição de laboratório, que não traduz um cenário real do sistema fotovoltaico.

Para exemplificar a relação de dependência existente entre a temperatura e o rendimento do painel fotovoltaico, segue-se o exemplo, onde na Tabela 5.6 encontram-se as características elétricas do respetivo painel fotovoltaico em análise.

Tabela 5.6 - Exemplo de características elétricas de um painel fotovoltaico [54]

Max Power (P_m):	140 W
Maximum power voltage (V_{pm}):	18,3 V
Maximum power current (I_{pm}):	7,8 A
Short circuit current (I_{sc}):	8,24 A
Open circuit voltage (V_{oc}):	22,2 V
Module efficiency:	13,47 %
Tolerance:	± 5 %
Nominal voltage:	12 V
Temperature coefficient of V_{oc} :	-0,36 %/°C
Temperature coefficient of P_m :	-0,46 %/°C
Temperature coeficiente of I_{sc} :	0,05 %/°C
NMOT:	48°C \pm 2°C
Maximum series fuse rating:	12 A
Maximum system voltage:	1000 V

Para melhor entendimento do impacto da temperatura no rendimento de um painel fotovoltaico, realizaram-se os seguintes cálculos [54]:

- Open circuit voltage (V_{oc}) x Temperature of coefficient of V_{oc} = 22,2 x (-0,036 %/°C) = -0,07992 V/°C

Considerando que a uma temperatura de 50 °C a temperatura da célula é de 78 °C, então:

- (Temperatura da célula - Temperatura em condições STC) x (-0,07992 V/°C) = (78-25) x (-0,07992) = -4,23 V

Isto faria com que existisse uma redução de aproximadamente 14 V (18,3 V – 4,23 V = 14,07 V) e V_{oc} para, aproximadamente, 18 V (22,2 V - 4,23 V = 17,97 V), este cenário não inclui quaisquer perdas adicionais tanto de queda de tensão nos condutores como no controlador de carga.

Como pode ser comprovado mediante o exemplo anteriormente dado a temperatura exerce uma influência notória no rendimento do painel fotovoltaico e, conseqüentemente, no sistema fotovoltaico.

5.2.6 Sombreamento dos módulos fotovoltaicos

Assim como a temperatura tem influência direta no rendimento do sistema fotovoltaico, o sombreamento também impacta negativamente no mesmo. Para além de diminuir o rendimento do sistema fotovoltaico, pode conduzir à existência de pontos de aquecimento (*hotspots*) quando as sombras incidem de forma localizada sobre apenas algumas células de um módulo fotovoltaico. O problema do sombreamento dos módulos é mais notório quando a instalação do sistema fotovoltaico se localiza em áreas urbanas, que estão sujeitas a sombras causadas por árvores, chaminés, antenas e prédios vizinhos durante certos períodos do dia.

Na conceção do projeto de um sistema fotovoltaico deve ser tida em conta a localização dos módulos, de modo a evitar a localização em zonas onde exista risco de sombreamento, e posterior impacto direto na eficácia do sistema.

Para se ter uma melhor perceção do impacto que o sombreamento tem no sistema fotovoltaico analisaram-se dois casos distintos: o caso de uma *string* com sombreamento uniforme e o caso de uma *string* com sombreamento parcial [55].

No caso de uma *string* com sombreamento uniforme considerou-se, para análise, uma *string* de 10 módulos de 370 W, o que perfaz uma potência de pico de 3,70 kWp. Para este mesmo cenário, imagine-se que uma nuvem encobre os módulos fotovoltaicos, sombreando-os todos de forma idêntica. Os 10 módulos, mesmo sombreados, continuam a receber a mesma irradiância.

Para este caso, na curva I-V dos módulos fotovoltaicos (Figura 5.27) verifica-se que a corrente de curto-circuito é ligeiramente superior a 1,6 A, muito abaixo do valor nominal. Esta corrente de curto-circuito possuir um valor baixo traduz-se num indicador que os módulos fotovoltaicos estão a receber uma reduzida intensidade de luz. Nesta curva existe apenas um MPP, que se traduz no ponto onde a potência gerada pelo módulo fotovoltaico atinge o seu valor máximo [55].

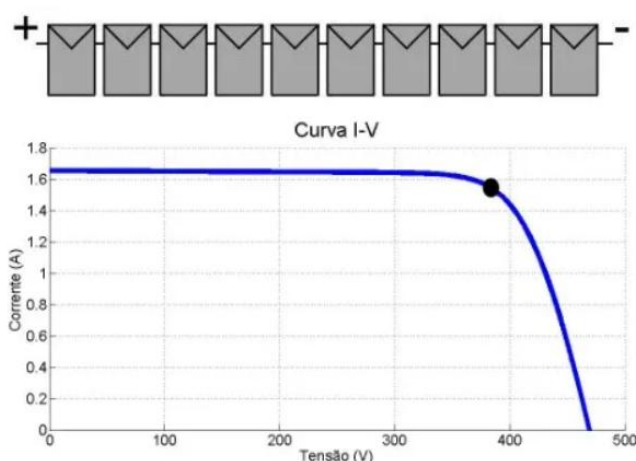


Figura 5.27 - Curva I-V de uma string com sombreamento uniforme [55]

Por sua vez, na curva P-V dos módulos fotovoltaicos (Figura 5.28) verifica-se que a potência máxima da string situa-se em torno de 600 W. Esta curva apresenta um único pico de potência. Assim, o inversor através do seu respetivo MPPT fará com que a potência do sistema fotovoltaico convirja para este único ponto sem qualquer tipo de dificuldade.

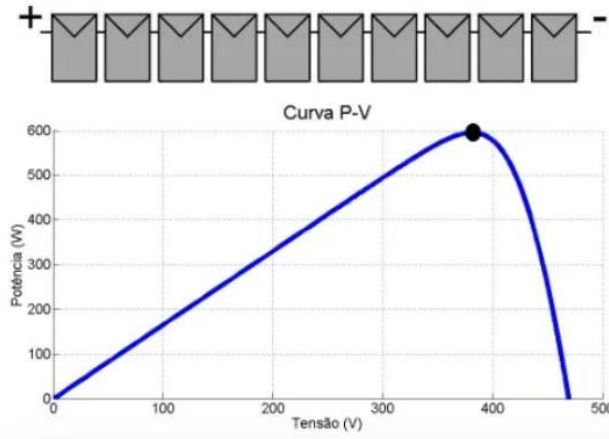


Figura 5.28 - Curva P-V de uma *string* com sombreamento uniforme [55]

No caso de uma *string* com sombreamento parcial considerou-se, para análise, uma *string* de 10 módulos, onde 8 módulos recebem 800 W/m^2 e 2 módulos recebem 400 W/m^2 .

Na curva I-V dos módulos fotovoltaicos (Figura 5.29) repare-se que é apresentado um comportamento diferente do anterior, com a existência de dois MPP, ao contrário do caso do sombreamento uniforme que tinha apenas um MPP.

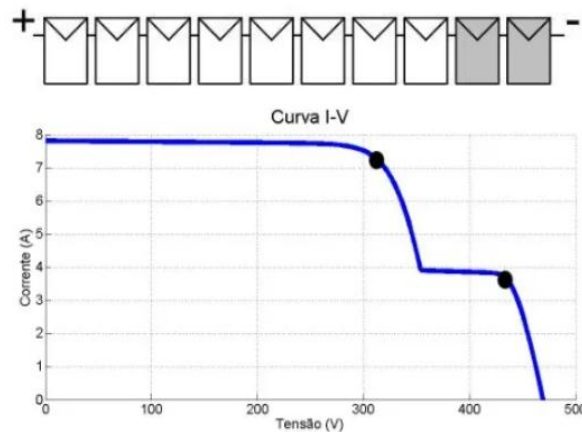


Figura 5.29 - Curva I-V de uma *string* com sombreamento parcial [55]

Na curva P-V dos módulos fotovoltaicos (Figura 5.30) repare-se que também é apresentado um comportamento diferente do anterior, com a existência de 2 picos de potência, um de maior potência e um de menor potência, ao contrário do verificado no caso do sombreamento uniforme que apenas possuía um pico de potência.

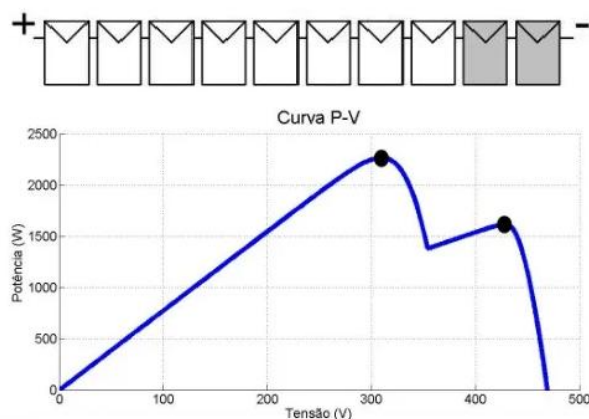


Figura 5.30 - Curva P-V de uma *string* com sombreamento parcial [55]

Com a existência de dois picos de potência, a operação por parte do inversor poderá convergir para um ponto de pequena potência, o que não é desejável, derrubando assim a produção de energia do sistema fotovoltaico.

No sombreamento parcial, o rendimento do sistema fotovoltaico poderá ser afetado drasticamente se o inversor encontrar um ponto máximo local e permanecer nesse mesmo ponto durante todo o tempo em que o sombreamento existir.

Será interessante também explorar este tipo de sombreamento em horários da parte da manhã e da parte da tarde. Considerando à mesma uma *string* de 10 módulos fotovoltaicos, onde 2 módulos se encontram sombreados por objetos fixos próximos às 8h da manhã (irradiância de 200 W/m^2) e às 12h (irradiância de 1000 W/m^2).

Na Figura 5.31 e 5.32 encontram-se as curvas I-V e P-V de uma *string* com sombreamento parcial às 8h da manhã, respectivamente.

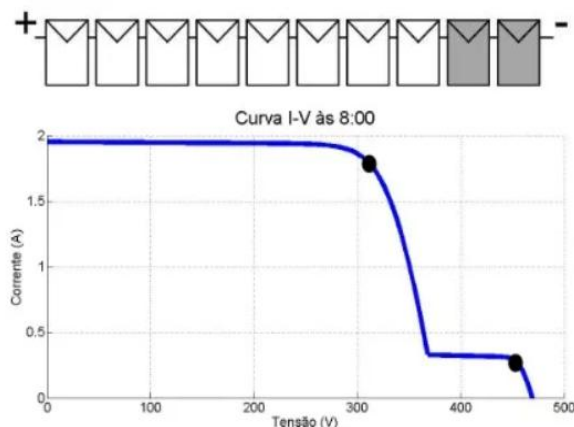


Figura 5.31 - Curva I-V de uma *string* com sombreamento parcial às 8h da manhã [55]

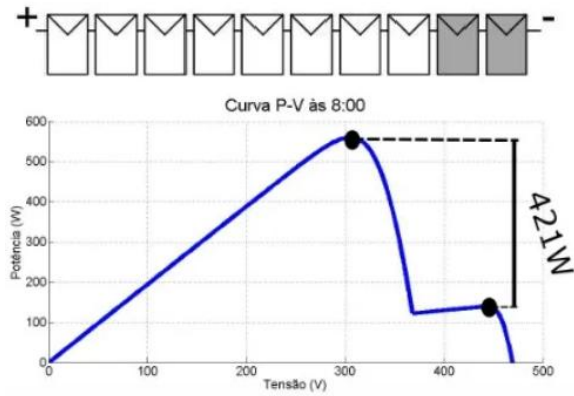


Figura 5.32 - Curva P-V de uma *string* com sombreamento parcial às 8h da manhã [55]

Se o inversor se encontrar a trabalhar no pior ponto máximo local existirá uma perda de 421 W de potência, trabalhando a uma potência em torno de 140 W apenas. No entanto, se o inversor se encontrar a trabalhar no melhor ponto máximo local, trabalhará em torno dos 561 W, o que não constituirá grandes perdas.

Na Figura 5.33 e 5.34 encontram-se as curvas I-V e P-V de uma *string* com sombreamento parcial às 12h, respetivamente.

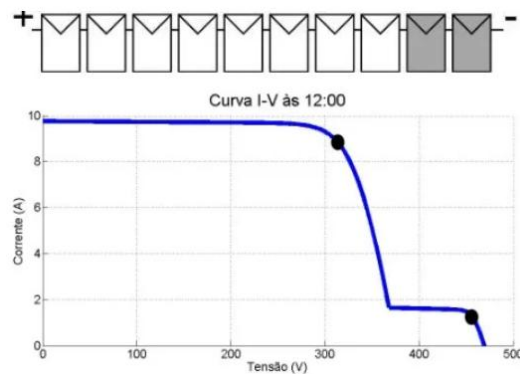


Figura 5.33 - Curva I-V de uma *string* com sombreamento parcial às 12h [55]

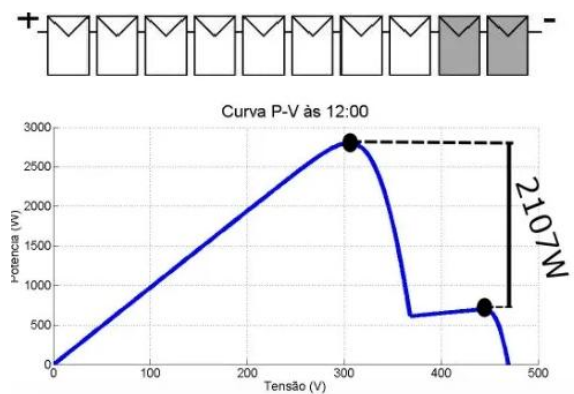


Figura 5.34 - Curva P-V de uma *string* com sombreamento parcial às 12h [55]

Em semelhança ao caso de sombreamento parcial às 8h da manhã, se o inversor não tiver capacidade de operar no ponto máximo local e atuar no pior ponto máximo local existirá uma perda de 2107 W.

Concluída a análise para os diferentes tipos de sombreamento, verifica-se que estes têm impactos diferentes no sistema fotovoltaico, no entanto, a melhor situação de sombreamento é quando as sombras abrangem todos os módulos de forma igual. No entanto, quando apenas alguns módulos da string são sombreados por algum tipo de objeto surgem múltiplos pontos máximos na curva P-V, dificultando assim o rastreamento do ponto de máxima potência por parte do inversor. Assim, existe uma grande probabilidade de o inversor ficar preso a um ponto de máximo local, prejudicando bastante o rendimento do sistema fotovoltaico [55].

Para combater a questão do sombreamento utilizam-se os díodos *bypass*, que servem como solução conferindo proteção à célula fotovoltaica. Esta proteção baseia-se na colocação de um diodo *bypass* externamente e em paralelo inverso com uma célula fotovoltaica fornecendo assim um caminho alternativo à corrente gerada quando esta se encontra sombreada.

Na Figura 5.35 encontra-se o exemplo do fluxo de corrente quando uma célula fotovoltaica se encontra sombreada, auxiliado pela existência de díodos *bypass*.

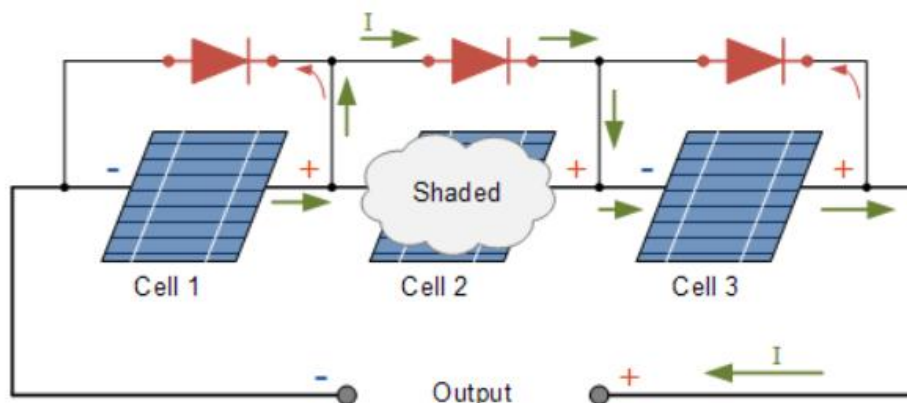


Figura 5.35 - Funcionamento de um diodo *bypass* [56]

Como pode ser observado pela Figura 5.35, numa situação de sombreamento, a célula número 2 interrompe a produção de energia elétrica comportando-se como uma resistência semicondutora, isto é, gera menos corrente do que as outras células (1 e 3) diminuindo assim fortemente a produção de energia global do sistema. Assim, o diodo *bypass* conectado à célula 2 (no sentido oposto ao da corrente gerada pela célula) permite que exista um “desvio” da corrente pelo diodo relativamente à célula 2, continuando a permitir que as células 1 e 3 produzam e forneçam energia ao circuito e que se evite a perda total da produção [56].

5.3 Inversor

O inversor é um aparelho eletrónico que permite a todas as pessoas que possuam painéis fotovoltaicos nas suas instalações, usufruir de uma forma completa da energia que é produzida. Este, tem a função de realizar a conversão da corrente contínua proveniente dos painéis fotovoltaicos, que não pode ser utilizada para consumo, para corrente alternada, posteriormente utilizada nas instalações ou pela rede elétrica. Este equipamento permite assim a otimização da produção de energia gerada pelos painéis fotovoltaicos, melhorando assim o respetivo desempenho do sistema. Existem vários tipos de inversores, que devem ser diferenciados com base, principalmente, na potência instalada e na configuração elétrica, assim como de acordo com o objetivo ou aplicação do sistema fotovoltaico [57].

Relativamente ao tempo de vida útil do inversor, pode ser considerado um período de, aproximadamente, 10 anos, devido à fácil substituição dos seus componentes eletrónicos. Este período de 10 anos, pode ser reduzido com a respetiva utilização do inversor, onde fatores como a exposição solar durante longos intervalos de tempo pode conduzir ao seu desgaste de forma mais acelerada. Por este mesmo motivo é importante o inversor encontrar-se localizado numa zona onde não exista exposição constante à radiação solar [57].

Os inversores que são utilizados em sistemas fotovoltaicos podem dividir-se em dois grandes tipos, sendo eles, os inversores que operam sem ligação à rede elétrica (*off-grid*) e os inversores que operam com ligação à rede elétrica (*on-grid*) [57].

5.3.1 Inversor OFF-Grid

O inversor solar *off-grid* utiliza-se, como o nome indica, em sistemas fotovoltaicos isolados/autónomos, isto é, opera em sistemas que não se encontram conectados à rede de energia elétrica. Primeiramente, a energia elétrica produzida pelos painéis fotovoltaicos, em corrente contínua, é armazenada em baterias. Seguidamente, esta energia é enviada para o inversor, onde existe a conversão da corrente contínua para corrente alternada, tornando-se assim adequada para a utilização nos aparelhos eletrónicos. Este tipo de inversor é indicado para locais isolados e sem rede elétrica nas respetivas proximidades [57].

Na Figura 5.36 encontra-se um esquema de um inversor *off-grid*.

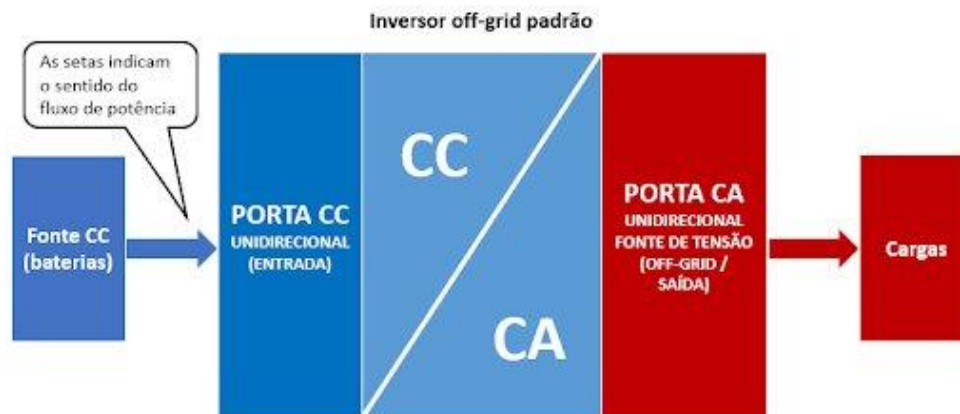


Figura 5.36 – Esquema de um inversor *off-grid* [58]

Como pode ser observado na Figura 5.36 o inversor *off-grid* tem uma porta específica de entrada de corrente contínua, que recebe a energia proveniente das baterias, e uma porta de saída de corrente alternada, que alimentará as respectivas cargas da instalação.

Existem alguns tipos de inversores *off-grid*, tais como [48], [57], [58], [59]:

- Inversor de onda quadrada: é um inversor que se encontra apto a fornecer energia apenas para equipamentos simples, como por exemplo motores universais, devido à onda de saída possuir uma grande quantidade de harmónicos indesejados. É um inversor mais barato, quando em comparação com os diferentes tipos de inversores *off-grid*. A distorção harmónica pode atingir até 40 % e o respetivo rendimento destes inversores ronda os 60 %.
- Inversor de onda sinusoidal modificada: é um inversor que funciona bem com a maioria dos equipamentos, no entanto, a eficiência ou a potência dele pode ser reduzida. Produz uma onda intermediária entre a quadrada e a sinusoidal pura. Este tipo de inversor é ideal para sistemas fotovoltaicos com necessidades reduzidas, devido a este ser capaz de alimentar equipamentos como lâmpadas incandescentes e TV's mais antigas, por exemplo. Para equipamentos como aparelhos de áudio, aparelhos eletrónicos e carregamento de baterias este tipo de inversor não é indicado. A distorção harmónica pode ser superior ou igual a 20 % e o respetivo rendimento ronda os 90 %.
- Inversor de onda sinusoidal pura: é um inversor que funciona praticamente em todo o tipo de sistema *off-grid*, dependendo dos requisitos de cada sistema. São indicados para sistemas fotovoltaicos de grandes dimensões, onde este tipo de inversor pode ser combinado com outros do mesmo tipo em caso de cargas maiores. Produzem uma onda sinusoidal praticamente perfeita, que por vezes é mais limpa que a onda sinusoidal da rede elétrica.

5.3.2 Inversor ON-Grid

O inversor solar *on-grid* atua em sistemas conectados à rede pública de distribuição de energia elétrica, realizando a conexão do sistema fotovoltaico *on-grid* à rede da instalação. Este inversor é responsável por converter a corrente contínua proveniente dos módulos fotovoltaicos para corrente alternada, sendo esta energia convertida posteriormente utilizada para assegurar as necessidades de energia da instalação. No entanto, o excedente produzido poderá ser posteriormente injetado na rede. Quando não existe produção que iguale ao consumo de energia por parte da instalação, existe sempre a possibilidade de assegurar estas necessidades através da ligação à rede elétrica [48], [60], [61].

Este inversor é mais utilizado, em relação ao inversor *off-grid*, devido a ser possível conectar 99 % dos equipamentos que se utilizam no dia-a-dia [60], [61].

Na Figura 5.37 encontra-se um esquema de um inversor *on-grid*.



Figura 5.37 – Esquema de um inversor *on-grid* [58]

Como pode ser observado na Figura 5.37, o inversor *on-grid* tem uma porta de entrada de corrente contínua, onde recebe a energia proveniente da produção fotovoltaica e uma porta de saída de corrente alternada, responsável por injetar energia na rede elétrica.

Uma das principais características deste tipo de inversor é, como reforçado anteriormente, converter a corrente contínua em corrente alternada, garantindo a sua compatibilidade com a rede de distribuição elétrica. Adicionalmente, o inversor realiza o ajuste da operação para o ponto de máxima potência (MPP) do sistema fotovoltaico, otimizando o rendimento e permitindo o monitoramento de diversos parâmetros de produção, com a possibilidade de visualizá-los em uma plataforma de supervisão [48].

É igualmente importante que o sistema possua dispositivos de proteção tanto no lado DC quanto no lado AC [48].

5.3.3 Inversor Híbrido

Um inversor híbrido possui pelo menos duas portas de entrada: uma porta unidirecional (para a conexão dos painéis solares) e uma porta bidirecional (para a conexão das baterias), enquanto que, na saída tem-se uma porta AC bidirecional (para o modo *on-grid*) e uma porta AC unidirecional (para o modo *off-grid*). Concluindo, este inversor tem a particularidade de conseguir operar nos modos: *on-grid* e *off-grid* [58].

Na Figura 5.38 encontra-se um esquema de um inversor híbrido padrão.

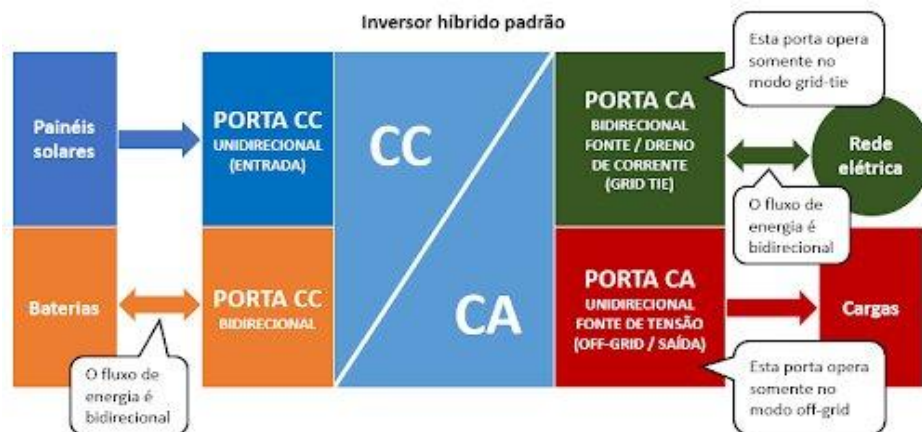


Figura 5.38 – Esquema de um inversor híbrido padrão [58]

Como pode ser observado na Figura 5.38, um inversor híbrido a nível de portas de entrada tem uma porta de corrente contínua unidirecional, que receberá a energia proveniente da produção fotovoltaica, e uma porta de corrente contínua bidirecional que receberá a energia das baterias ou enviará energia para as baterias. A nível das portas de saída, possui uma porta de corrente alternada unidirecional que alimentará as cargas da instalação e uma porta de corrente alternada bidirecional que injetará ou consumirá energia proveniente da rede. Relativamente às portas de saída do inversor híbrido a porta de corrente alternada bidirecional opera somente no modo *grid-tie*, enquanto que a porta de corrente alternada unidirecional opera somente no modo *off-grid*.

A otimização do uso de energia elétrica com o auxílio de baterias nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede pode estar associada a diferentes objetivos, tais como [58]:

- Autoconsumo totalmente local, tendo por base o armazenamento de toda a energia excedente do sistema fotovoltaico, evitando assim a injeção na rede elétrica.
- *Time Shift* ou deslocamento no tempo: este modo de funcionamento consiste em armazenar energia nas baterias nos períodos em que esta é mais barata, utilizando-a em horários de tarifas mais elevadas, respeitando sempre o tipo de tarifário do cliente.
- *Peak Shaving* (corte do pico): este modo de operação é semelhante ao *Time Shift*, no entanto, a energia das baterias será utilizada para suprir picos de consumo. Assim será possível evitar o aumento da demanda contratada em instalações que apresentam curvas diárias com picos de consumo em certos horários.
- *Backup (off-grid)*: neste modo de operação quando a rede elétrica falha, o equipamento entra em modo *off-grid*, onde a porta *off-grid* passa a alimentar uma parte das cargas locais. Mediante as necessidades do utilizador, somente as cargas chamadas prioritárias serão ligadas a essa porta, respeitando a máxima potência de saída do equipamento.

5.3.4 Micro inversor

Existem também os micro inversores, que têm exatamente a mesma funcionalidade que um inversor tradicional, convertendo a corrente contínua em corrente alternada, no entanto, apresentam menores dimensões e são mais discretos que um inversor tradicional.

A tecnologia deste tipo de inversor também difere de um inversor tradicional, no sentido em que um micro inversor opera de forma independente em cada módulo fotovoltaico, enquanto que, um inversor tradicional opera em diversos módulos numa topologia *string* (Figura 5.39). Assim, neste tipo de tecnologia, os módulos fotovoltaicos são ligados individualmente, possibilitando a operação de cada módulo na potência máxima e garantindo assim o máximo rendimento espectável dos mesmos [62], [63].

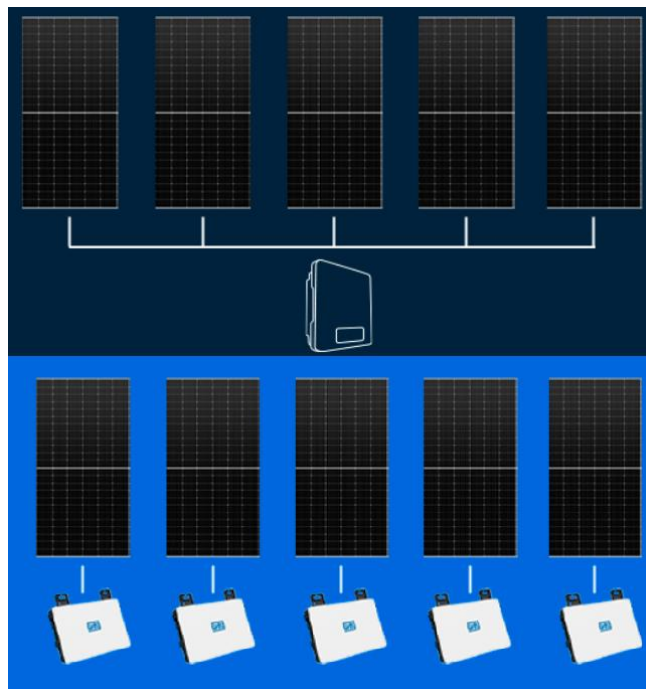


Figura 5.39 - Ligações entre módulos fotovoltaicos e um inversor tradicional e entre módulos fotovoltaicos e vários micro inversores [63]

Neste tipo de tecnologia existe um menor risco para o instalador, visto que opera com tensões relativamente mais baixas (110 V ou 240 V) que um inversor tradicional (300 V - 800 V). Como no micro inversor, as saídas de energia são completamente independentes umas das outras o sombreamento afeta apenas a produção do painel fotovoltaico em causa, não afetando o restante sistema, ao contrário da utilização de um inversor tradicional, onde o sombreamento num painel fotovoltaico compromete o restante rendimento do sistema (Figura 5.40) [64].

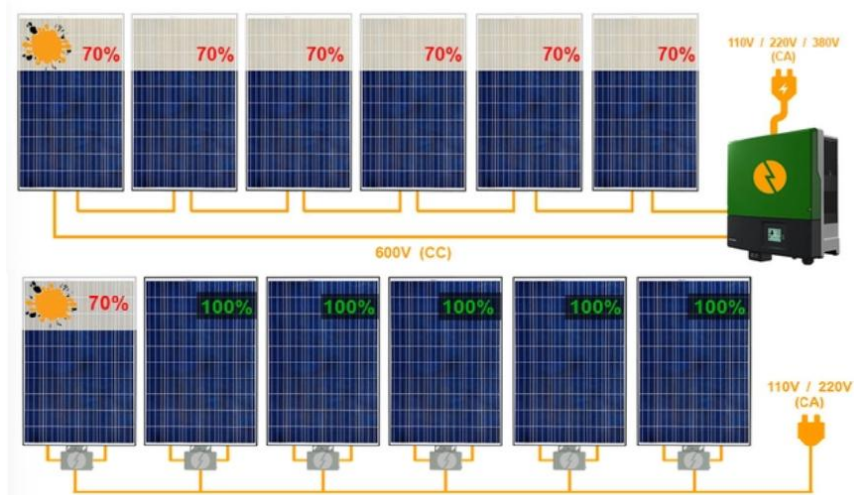


Figura 5.40 – Sombreamento num sistema com inversor tradicional e num sistema com micro inversores [64]

Por vezes surgem problemas de conexão entre painéis fotovoltaicos de marcas e de modelos diferentes, gerando incompatibilidades indesejadas. Com a utilização de um micro inversor esta incompatibilidade deixa de existir devido ao funcionamento independente de cada painel fotovoltaico [64].

A deteção de falhas no sistema fotovoltaico também se torna mais fácil num sistema que utilize micro inversores, devido a monitorização constante de cada painel fotovoltaico do sistema. Caso exista algum tipo de problema no inversor tradicional todo o sistema fotovoltaico é afetado até que o problema seja resolvido, ao contrário do que acontece num sistema com micro inversores, onde se existir algum problema no micro inversor apenas é afetado o rendimento do painel associado a esse mesmo micro inversor. No entanto, caso exista algum tipo de falha no sistema, o acesso ao micro inversor não é tão fácil como no caso de um inversor tradicional, dada a sua localização. O facto de os micro inversores ainda não terem atingido os mesmos níveis de eficiência que os inversores tradicionais constitui também uma desvantagem em sistemas que utilizam este tipo de inversor [64].

De forma mais sintetizada encontram-se as principais diferenças entre o inversor tradicional e o micro inversor na Tabela 5.7. Note-se que algumas das diferenças já foram reforçadas anteriormente de forma mais detalhada.

Tabela 5.7 – Diferenças entre um sistema que utiliza um inversor tradicional e um sistema que utiliza micro inversores [64]

Tipo de inversor	Inversor tradicional	Micro inversor
Tensão nominal	175 V – 600 V	110/220 V
Sombreamento	O sombreamento de um único painel fotovoltaico afeta o sistema inteiro.	O sombreamento de um único painel fotovoltaico afeta somente o painel fotovoltaico em questão.
Monitorização	Monitoriza-se o sistema como um todo.	Cada painel fotovoltaico pode ser monitorizado de forma individual.
Redundância	Caso um painel fotovoltaico apresente uma falha, todo o sistema é afetado.	Caso um painel fotovoltaico apresente uma falha, o sistema não é totalmente afetado, apenas o micro inversor associado ao painel fotovoltaico em questão.
Modularidade	São dimensionados de acordo com a quantidade de painéis fotovoltaicos limitando as opções de expansão do sistema.	É possível adicionar painéis fotovoltaicos ao sistema ao longo do tempo com facilidade dado que estes são independentes de todo o sistema.
Orientação dos painéis fotovoltaicos	Todos os painéis fotovoltaicos precisam de possuir a mesma orientação, exceto em inversores com 2 ou mais MPPT.	A produção de energia pode ser independente permitindo que os painéis fotovoltaicos sejam colocados em lugares ou posições diferentes.
MPPT	Cada sistema precisa de ser planeado para um único MPPT.	Cada painel fotovoltaico possui o seu próprio MPPT.

5.4 Sistema de armazenamento

O sistema de armazenamento, geralmente baterias, não é essencial a um sistema fotovoltaico, isto porque os painéis fotovoltaicos produzem e funcionam mesmo na sua ausência, no entanto, num sistema fotovoltaico com armazenamento o nível de autoconsumo aumenta exponencialmente [65].

A função de qualquer sistema de armazenamento ou do uso de baterias é armazenar energia fotovoltaica proveniente da produção realizada pelos painéis fotovoltaicos nas horas de maior produção. Apesar dos painéis fotovoltaicos revelarem-se capazes de produzir energia através da luz solar indireta, é nas horas de luz solar direta que a maior produção se verifica. As horas de maior produção, que correspondem às horas de maior incidência solar, geralmente ocorrem quando não há consumos, isto é, quando os utilizadores do sistema fotovoltaico não estão em casa. A energia gerada nestas horas, em vez de ser vendida à rede, poderá ser

armazenada em baterias, sendo posteriormente utilizada nos períodos onde o consumo da energia proveniente da rede é mais cara, quando os painéis fotovoltaicos não produzem energia [65].

A capacidade de uma bateria, normalmente, encontra-se definida em amperes-hora, podendo esta também ser expressa em *watts*-hora. Por exemplo, uma bateria de 500 Ah, teoricamente pode fornecer uma corrente de 500 A durante uma hora, ou 25 A durante 20 horas, ou 1 A por 500 horas, dependendo tudo da sua taxa de carga e descarga [66].

O que foi referido anteriormente pode ser dado pela expressão 5.7 [66]:

$$\frac{\text{Capacidade nominal}}{\text{Intervalo de carga ou descarga}} = \frac{500 \text{ Ah}}{20 \text{ h}} = 25 \text{ A} = \text{taxa de C/20} \quad (5.7)$$

As baterias podem ser classificadas mediante o tipo de célula que as constituem: baterias recarregáveis e não recarregáveis, existindo, também dois tipos de células associadas às baterias, as células primárias e as células secundárias [67].

As células primárias compõem as baterias que podem ser utilizadas apenas uma vez, isto é, não são recarregáveis. Quando estas células se descarregam totalmente, a sua vida útil encerra-se, devendo estas ser descartadas. As baterias não recarregáveis são geralmente utilizadas como fontes de energia de baixa potência (baterias de calculadoras, por exemplo) [67].

Em contraste, as células secundárias compõem as baterias recarregáveis, isto é, aquelas que podem ser carregadas com auxílio de uma fonte de energia, podendo ser utilizadas várias vezes [67].

Os principais tipos de baterias para sistemas fotovoltaicos são: baterias de chumbo-ácido, baterias de níquel-cádmio e baterias de íões lítio [68].

As baterias de chumbo-ácido são bastante utilizadas e são relativamente acessíveis, oferecendo altas correntes e possuem uma densidade de energia alta, no entanto, o seu tempo útil de vida é relativamente baixo, requerendo um maior cuidado de manutenção [68].

As baterias de níquel-cádmio, por sua vez, são conhecidas pela sua durabilidade e resistência a elevadas temperaturas. Têm um tempo útil de vida superior às anteriores e uma alta eficiência de carga/descarga, no entanto, são soluções caras e contêm materiais tóxicos na sua constituição [68].

Por último, as baterias de íões lítio são conhecidas por serem utilizadas em veículos elétricos, assim como em dispositivos eletrónicos. Exigem pouca manutenção, têm pouco peso e oferecem uma grande densidade de energia. As baterias de óxido de cobalto de manganês e lítio (NMC) e fosfato de ferro e lítio (LFP) são os tipos mais populares destas baterias para armazenamento de energia solar. As baterias NMC são mais leves e possuem uma maior densidade de energia, enquanto que as baterias LFP fornecem cinco vezes mais ciclos de carga relativamente às baterias NMC [68].

Resumindo, na Tabela 5.8, pode-se observar comparações entre os diferentes tipos de baterias utilizadas em sistemas fotovoltaicos.

Tabela 5.8 – Comparação entre os diferentes tipos de baterias utilizados em sistemas fotovoltaicos [67], [69]

Tipo de bateria	Níquel-Cádmio	Íões Lítio	Chumbo-Ácido
Densidade de Energia [Wh/kg]	30-50	90-150	20-40
Vida útil [anos]	3-25	-	3-20
Vida cíclica [ciclos]	300-700	500-1000	250-500
Tempo para carga rápida [h]	1	3	12
Autodescarga mensal [%]	20	10	5
Tensão da célula [V]	1,25	3,6	2
Corrente de carga pico [C]	20	2	5
Corrente de carga padrão [C]	1	1	0,2
Temperatura de operação em carga padrão [°C]	-20 a 50	0 a 40	-10 a 40
Temperatura de operação em descarga [°C]	-45 a 50	-20 a 60	-15 a 50
Eficiência [%]	60-70	90-95	80-90

Na Figura 5.41 encontra-se representada a energia específica (Wh/kg) e a potência específica (W/kg) para diferentes tipos de baterias, no entanto, o foco de análise recairá sobre os tipos referidos anteriormente (níquel-cádmio, íões de lítio e chumbo ácido).

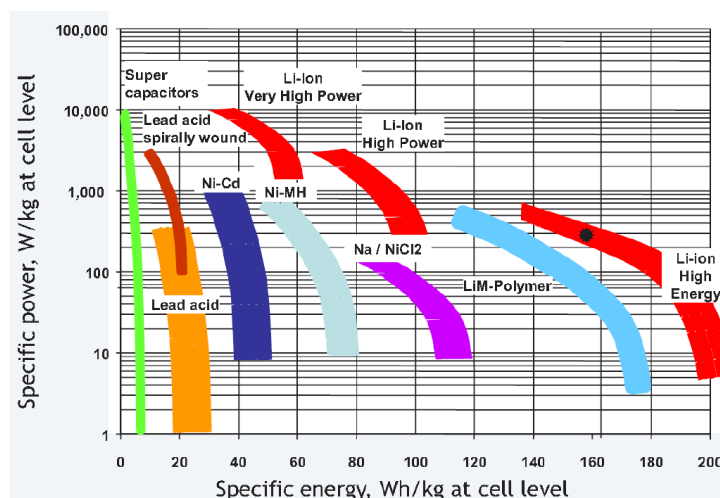


Figura 5.41 - Energia e potência específica para diferentes tipos de baterias [70]

Com base na Figura 5.41, pode-se observar que as baterias de chumbo-ácido (*Lead Acid*) possuem baixa energia e baixa potência específica. As baterias de níquel-cádmio (*Ni-Cd*) possuem um melhor desempenho em termos de energia específica quando em comparação com as baterias de chumbo-ácido e, por último, as baterias de íons lítio oferecem maior energia e maior potência específica.

Em sistemas isolados, existem algumas funções importantes a ter em conta em relação às baterias. Algumas destas funções são [48]:

- **Autonomia:** esta é a função mais importante, que se traduz basicamente no armazenamento de energia para momentos em que a produção dos painéis fotovoltaicos não iguala ao consumo da instalação. A autonomia deverá ser calculada para o pior cenário possível, ou seja, para alturas em que a produção é baixa.
- **Estabilização da tensão:** a produção fotovoltaica apresenta uma ampla variação da tensão, sendo esta diretamente influenciada pela intensidade de irradiação solar. Também o facto de existir a conexão de cargas de consumo diretamente dos módulos fotovoltaicos pode expô-los a tensões excessivamente altas ou baixas, comprometendo assim o seu funcionamento. O uso de baterias pode atenuar esta variação, devido ao facto de operarem dentro de uma faixa de tensão mais estreita em comparação aos módulos fotovoltaicos. Assim, as baterias contribuem para uma estabilização e uma uniformização da tensão para as cargas conectadas.
- **Fornecimento de correntes elevadas:** a bateria pode operar com um *buffer*, permitindo assim amplificar e fornecer correntes de arranque elevadas. Um exemplo de aplicação será no arranque de motores que requerem correntes elevadas, estabilizando assim após o arranque. Concluindo, as baterias fornecem essa energia e depois realizam o carregamento durante o dia através da produção fotovoltaica.

De modo a exemplificar o que foi referido ao longo deste subcapítulo, na Figura 5.42 encontra-se representado o cenário típico de funcionamento de uma bateria.

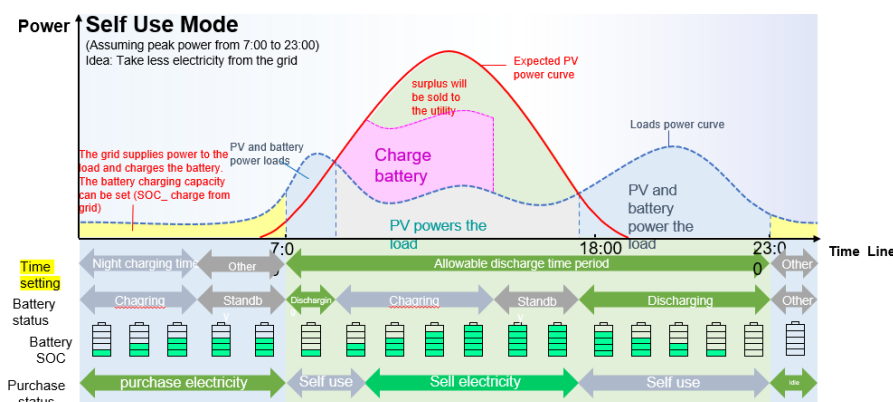


Figura 5.42 – Cenário típico de funcionamento de uma bateria [71]

Nesta representação a curva a vermelho corresponde à produção fotovoltaica esperada nos diferentes períodos do dia, sendo esta maior no período das 7h às 18h, que corresponde ao período de maior radiação solar. A curva a azul corresponde aos consumos das cargas, tendo este uma maior relevância no período das 7h às 9h e

das 18h às 23h. Este cenário é espectável, visto que o horário de trabalho habitual se inicia por volta das 8h/9h e finaliza por volta das 17h/18h, constituindo estes os períodos que as pessoas não estão em casa e por isso mesmo existe menor consumo. O *state of charge* ou SOC também representado na Figura 5.42, consiste no estado de carga de uma bateria, responsável por indicar a quantidade restante de bateria utilizável num determinado consumo. Como pode ser observado, este parâmetro apresenta variações ao longo do dia, mediante a sua utilização no sistema fotovoltaico.

Analisando o período relevante da representação (7h até às 23h), verifica-se que das 00h às 7h é visível que, devido a ausência de radiação solar e consequentemente de produção fotovoltaica, a rede elétrica alimenta as cargas (que não possuem grandes consumos neste período) e realiza-se o carregamento da bateria, onde existe o posterior consumo de energia da rede elétrica e respetivo pagamento da energia à rede. No período das 7h às 18h os picos de consumo são relativamente baixos, aproveitando-se assim a elevada radiação solar para posterior carregamento das baterias, bem como para venda da produção excedente à rede. No período das 18h às 23h onde os picos de consumo são maiores, existe a respetiva descarga das baterias, alimentando-se assim as respetivas cargas sem recorrer à rede elétrica.

Neste cenário é possível verificar uma independência da rede no período das 7h às 9h, onde se alimentam as cargas através da energia armazenada nas baterias durante o período noturno, e no período das 18h às 23h, onde se alimentam as cargas através da energia armazenada nas baterias durante o período diurno.

5.5 Reguladores de carga

Um regulador de carga é um dos componentes mais importantes de um sistema fotovoltaico *off-grid*. Este componente é o principal responsável por preservar a vida útil das baterias, conferindo proteção contra os efeitos tanto das sobrecargas como das descargas repentinas. Realizando a intermediação entre o painel fotovoltaico e a bateria e a gestão de informações sobre o funcionamento, encontra-se apto a realizar uma otimização no processo de armazenamento de energia [72].

O regulador de carga tem como função gerar uma corrente de alimentação superior à da descarga automática do sistema, conferindo assim a preservação do correto funcionamento da bateria. O regulador também tem outras funcionalidades, tais como, a proteção contra sobrecargas e curto-circuitos e a determinação de quando a bateria se encontra fraca [72].

Existem dois principais tipos de reguladores de carga, os paralelos e os em série. Os reguladores de carga em série interrompem a corrente que chega à bateria, dependendo da sua tensão, enquanto que, os reguladores de carga em paralelo derivam a corrente dos módulos fotovoltaicos para uma carga dissipativa, permitindo que o acumulador se mantenha no seu nível de carga máxima [72].

A capacidade do regulador deverá ser maior do que a corrente de curto-circuito de todos os painéis somados. A sua capacidade também deverá ser igual ou superior à máxima corrente exigida pelo consumo da instalação [72].

Existem dois tipos de reguladores de carga: PWM e MPPT. O regulador de carga do tipo PWM é um tipo de regulador de carga utilizado em sistemas solares *off-grid*, que funciona através de pulsos elétricos de alta frequência que são enviados do controlador de carga para a bateria para carregá-la. Este tipo de regulador encontra-se apto para realizar a monitorização contínua da tensão da bateria e do painel fotovoltaico [73].

Quando a tensão da bateria atinge o limite de carga, o regulador PWM interrompe o fluxo de corrente para a bateria, evitando assim a sobrecarga da bateria. De forma geral, o regulador PWM ajusta a taxa de carregamento da bateria aumentando ou diminuindo a largura dos pulsos elétricos [73].

O regulador de carga do tipo MPPT procura o ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico, ajustando dinamicamente a tensão de entrada, fazendo assim com que se aproveite o máximo de potência que o painel fotovoltaico tem a oferecer. Também, neste tipo de regulador de carga, existe a capacidade de realizar a monitorização de produção da energia e, conseqüentemente, reduzir as perdas do sistema [74].

Na Tabela 5.9 foi feita uma comparação entre os reguladores de carga do tipo PWM e do tipo MPPT em termos de eficiência, de custos, de complexidade, de dimensão do sistema, de compatibilidade com o sistema, de perdas de energia, de desempenho em baixa radiação, de consumo interno e de utilizações práticas.

Tabela 5.9 – Comparação tecnologias de regulação de carga PWM e MPPT [75]

Tipo de regulador de carga	PWM	MPPT
Eficiência:	Baixa - Moderada (70 % a 80 %).	Alta (90 % a 98 %).
Complexidade:	É simples, devido ao reduzido número de componentes eletrônicos.	É complexo, devido ao maior número de componentes associados.
Custos:	São baixos.	São altos.
Dimensão sistema:	Utilizados em sistemas de pequena dimensão.	Utilizados em sistemas de média-grande dimensão.
Compatibilidade com painéis:	Requer que a tensão nominal dos painéis fotovoltaicos seja igual à da bateria.	É mais flexível permitindo a utilização de painéis fotovoltaicos com tensões superiores à da bateria.
Perdas de energia:	São significativas.	São mínimas.
Desempenho em baixa radiação:	Revela-se como ineficiente.	Revela-se como eficiente.
Consumo interno:	É baixo, cerca de 1 W.	É moderado, de 1,5 W a 2 W.
Exemplos de utilização:	Em sistemas off-grid pequenos (lâmpadas solares).	Em sistemas maiores (residências ou empresas).

De uma forma conclusiva, os reguladores de carga do tipo PWM são ideais para projetos de pequenas dimensões, com baixos orçamentos onde a eficiência não

seja uma prioridade do projeto. No entanto, para sistemas de maiores dimensões, com elevados orçamentos onde se pretenda a existência de uma maior eficiência é recomendado o uso de reguladores de carga do tipo MPPT.

5.6 Sistemas de proteção elétrica

Para o correto funcionamento e preservação dos equipamentos fotovoltaicos, bem como das pessoas, que usufruem da instalação existe a necessidade de possuir equipamentos de proteção elétrica na instalação fotovoltaica. Por este mesmo motivo, estes equipamentos de proteção devem encontrar-se corretamente dimensionados [66].

Associados ao sistema de proteção elétrica existem os seguintes equipamentos: os disjuntores, os descarregadores de sobretensões, os interruptores diferenciais e os fusíveis. De uma forma geral, os descarregadores de sobretensões, como o nome indica, protegem face a sobretensões, os disjuntores conferem proteção contra sobreintensidades, os interruptores diferenciais realizam a proteção face a contactos diretos (quando são de alta sensibilidade) e indiretos e, por último, os fusíveis realizam a proteção contra sobreintensidades [66].

5.6.1 Descarregador de sobretensões (DST)

Entende-se por sobretensão um pico de tensão imposta sobre a tensão normal de funcionamento da instalação, perturbando assim os equipamentos e produzindo radiação eletromagnética. A duração da sobretensão cria um pico de energia nos circuitos elétricos que pode conduzir ao dano/destruição dos equipamentos [76].

Existem 4 tipos diferentes de sobretensões: sobretensões de manobra, sobretensões de frequência, sobretensões causadas por descarga eletrostática e sobretensões de origem atmosférica, sendo este último tipo sob o qual se irá debruçar a análise [76].

Existe um elevado número de tempestades em formação no planeta inteiro, sendo estas tempestades acompanhadas de descargas atmosféricas, conferindo assim um elevado risco para as pessoas. Estas descargas causam também um elevado número de incêndios [76].

Para melhor compreensão, na Tabela 5.10 encontram-se as características das correntes de descargas atmosféricas.

Tabela 5.10 – Características das correntes de descargas atmosférica [76]

Probabilidade de ultrapassar [%]	Corrente de pico [kA]
95	7
50	33
5	65
1	140
0	270

Como pode ser comprovado pela Tabela 5.10, 50 % das descargas atmosféricas têm uma corrente de pico superior a 33 kA, enquanto que 5 % têm uma corrente de pico superior a 65 kA [76].

As descargas atmosféricas podem danificar equipamentos elétricos e eletrónicos, tanto a nível residencial como a nível industrial, conduzindo a custos de reparação e substituição elevados [76].

Para o combate deste problema existe o descarregador de sobretensões, sendo este um componente da instalação que será ligado em paralelo com o sistema de energia das cargas. Este dispositivo foi desenvolvido para que fosse possível limitar as sobretensões transitórias de origem atmosférica e direcioná-las à terra, limitando a amplitude da sobretensão para um valor que não seja prejudicial à instalação [76].

Na Figura 5.43 encontra-se a redirecção da sobretensão à terra, como referido anteriormente.

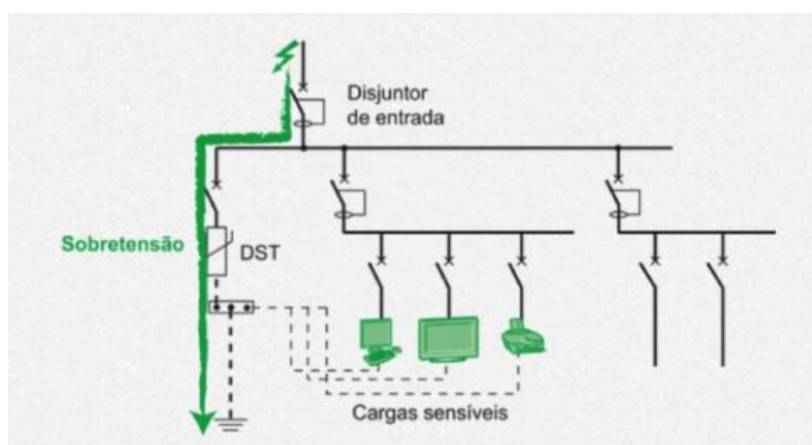


Figura 5.43 – Redirecção da sobretensão à terra através do descarregador de sobretensões [76]

Num sistema fotovoltaico o descarregador de sobretensões permite proteger equipamentos mais sensíveis como é o caso do inversor, contra sobretensões transitórias, que geralmente são provocados no arranque ou manobras de vários equipamentos. Neste mesmo sistema deve-se aplicar descarregadores de sobretensões tanto do lado AC como do lado DC [76].

Na Figura 5.44 encontra-se representado um descarregador de sobretensões da marca *hager* para corrente AC trifásico.



Figura 5.44 – Descarregador de sobretensões para corrente AC trifásico [77]

Na Figura 5.45 encontra-se representado um descarregador de sobretensões da marca *hager* para corrente DC.



Figura 5.45 – Descarregador de sobretensões para corrente DC [78]

5.6.2 Corta-circuito fusível

Os corta-circuitos fusíveis (fusíveis) são dispositivos de segurança que permitem proteger os circuitos elétricos dos danos causados por possíveis sobreintensidades. Este dispositivo permite a interrupção da passagem de corrente elétrica quando se ultrapassa o limite permitido. Os fusíveis são projetados para que o seu filamento derreta, caso se considere que existe uma sobreintensidade, ocorrendo interrupção do circuito da corrente [79].

Na Figura 5.46 encontra-se representado um seccionador fusível, da marca *hager*, que é projetado para abrigar os fusíveis, permitindo a sua fácil substituição, além de permitir que haja a desconexão do circuito manualmente para manutenção ou para segurança.



Figura 5.46 – Seccionador fusível [80]

5.6.3 Disjuntor

Um dos principais aparelhos que é responsável por proteger toda a instalação elétrica é o disjuntor, podendo este atuar por meio térmico, eletromagnético ou por ambos. Alguns tipos de disjuntores são: os disjuntores magneto térmicos e disjuntores diferenciais. Os disjuntores são dispositivos que têm a função de proteger as instalações elétricas, permitindo que exista o corte da energia de forma automática em caso de curto-circuitos ou de sobrecargas [81].

Internamente o disjuntor apresenta dois mecanismos de proteção, um para curto-circuitos e um para sobrecargas. A proteção face a curto-circuitos é oferecida por uma bobina, sendo que este arranjo funciona como um eletroímã, isto é, quando ocorre um curto-circuito a corrente atinge valores muito altos que acionam o mecanismo de desligamento dos contatos [81].

A proteção contra sobrecargas é provida de um elemento bimetálico, que se encontra composto por duas lâminas de metais diferentes sobrepostas. No despoletar de uma sobrecarga, este elemento aquece e dilata, sofrendo uma alteração na curvatura, disparando o mecanismo de desligamento dos contatos [81].

Na Figura 5.47 encontra-se representada a parte interna de um disjuntor magneto térmico, com os respectivos componentes mencionados anteriormente.

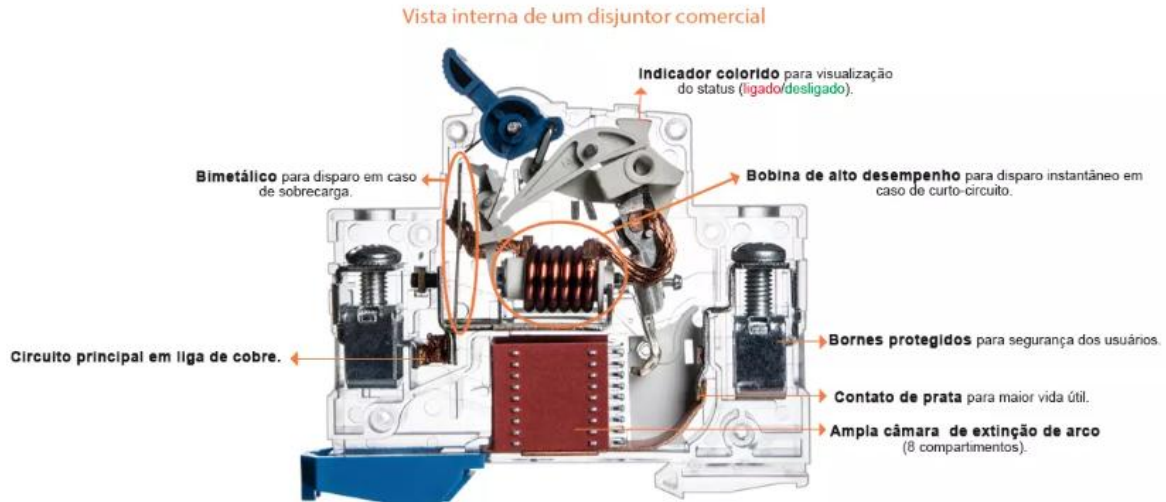


Figura 5.47 – Características internas de um disjuntor magneto térmico [81]

Será importante também realçar que a proteção por parte dos disjuntores somente será eficaz se estes dispositivos foram dimensionados corretamente. Assim, será importante conhecer a respetiva curva de atuação [81].

A curva de atuação depende do circuito que será protegido, sendo as mais comuns as curvas B, C e D. Os disjuntores do tipo B são utilizados em circuitos que possuam cargas resistivas (aquecedores, chuveiros, fornos), enquanto que os disjuntores do tipo C são indicados para cargas indutivas e motores, além dos circuitos de uso geral e específico (máquinas de lavar roupa, circuitos de iluminação, ar-condicionado). Os disjuntores do tipo D utilizam-se, geralmente, em transformadores e motores de grande porte [81].

Os disjuntores do tipo B conseguem suportar 3 a 5 vezes a corrente nominal, os disjuntores do tipo C conseguem suportar 5 a 10 vezes a corrente nominal e, por último, os disjuntores do tipo D conseguem suportar 10 a 20 vezes a corrente nominal [82].

Na Figura 5.48 encontra-se representadas as curvas de disparo dos disjuntores do tipo B, C e D.

CURVAS DE DISPARO

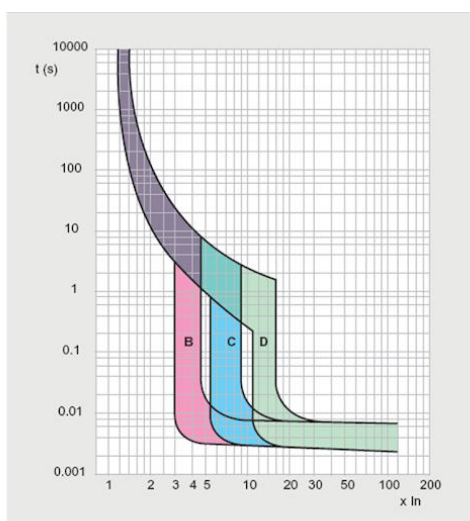


Figura 5.48 – Curvas de disparo dos disjuntores do tipo B, C e D [83]

5.6.4 Interruptor Diferencial

O interruptor diferencial deve identificar se a corrente que entra pelo cabo da fase é igual à corrente que sai pelo cabo neutro. Caso as correntes sejam iguais, não ocorre qualquer tipo de atuação, no entanto, caso haja diferença nos valores das correntes significando que existiu algum tipo de fuga, existirá a respetiva atuação do aparelho de proteção. Para o correto funcionamento é necessário utilizar um interruptor para cada circuito da instalação que dele necessite [66], [84].

De uma forma geral, o interruptor diferencial é o equipamento de proteção mais eficaz na proteção das pessoas face a contactos elétricos, protegendo contra contactos diretos, caso sejam de alta sensibilidade, e contra contactos indiretos [84].

A sua parte interna e externa é muito idêntica a um disjuntor, no entanto, este dispositivo tem a função de detetar as correntes de fuga para a terra, atuando assim o corte automático [84].

Na Figura 5.49 encontra-se representado a atuação de um interruptor diferencial, na proteção das pessoas face aos diferentes tipos de contactos.

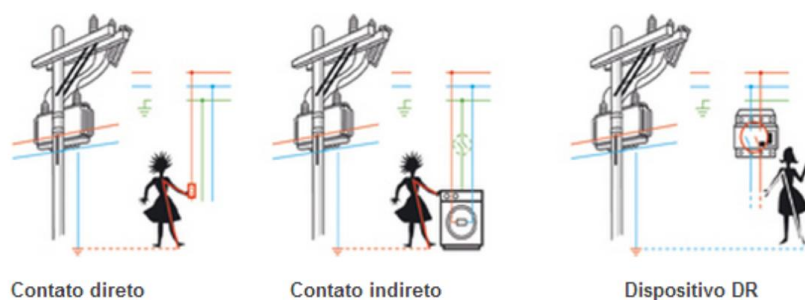


Figura 5.49 – Atuação do interruptor diferencial [85]

Os interruptores diferenciais são construídos para suportarem uma certa corrente nominal (I_n) e atuarem quando o valor da sensibilidade ($I\Delta n$) é ultrapassado [66].

5.7 Sistemas de monitorização

Num sistema fotovoltaico é importante ter um sistema de monitorização, de modo a controlar e compreender o funcionamento do sistema. Estes sistemas de monitorização são capazes de enviar informações relacionadas à produção de energia para uma plataforma *online*. Esta plataforma é administrada por um *software* que realiza monitorização do desempenho do sistema fotovoltaico [86].

Através destes sistemas de monitorização é possível ter acesso a diversas informações, tais como [86]:

- Histórico de produção: através dos registos de produção fotovoltaica das instalações permitindo conferir o histórico do sistema ao longo do tempo (diariamente, mensalmente ou anualmente);
- Economia gerada: a monitorização solar oferece também dados relativos à economia realizada com o sistema fotovoltaico desde que este entrou em funcionamento;
- Ecológica: com o sistema de monitorização também será possível analisar dados relacionados com a sustentabilidade, como por exemplo o número de árvores preservadas.

Este tipo de sistema também permite a identificação em tempo real de quebras na produção, potencializando assim o desempenho do sistema fotovoltaico [86].

De um modo geral existem três grupos de monitorização, sendo estes: monitorização do consumo de energia, sendo estes dados provenientes da RESP, monitorização da produção fotovoltaica e monitorização meteorológica. A instalação está sob constante vigilância através do uso de equipamentos de monitorização que exibem os dados da instalação sob a forma de gráficos, base de dados ou relatórios [66].

Esta informação é uma ferramenta importante para todo o ciclo de vida do projeto, sendo esta crucial para o departamento fotovoltaico, de modo a realizar uma análise dos valores de consumo, bem como para o departamento responsável pela manutenção, de modo a supervisionar as centrais fotovoltaicas [66].

5.7.1 Monitorização de consumos

O perfil de cargas de uma instalação elétrica só é possível obter através da monitorização dos consumos, através de um diagrama de cargas por exemplo. Antes de propriamente se realizar a instalação fotovoltaica, é importante fornecer ao departamento fotovoltaico estes diagramas de cargas, de modo a dimensionar corretamente o sistema fotovoltaico [66].

Na Figura 5.50 pode-se observar um diagrama de cargas relativo ao mês de agosto, retirado do portal da E-Redes.

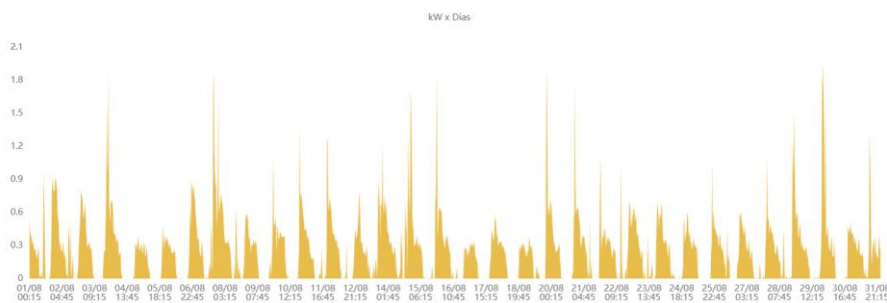


Figura 5.50 – Diagrama de cargas no mês de agosto de uma habitação [87]

Todas as instalações elétricas que se encontram conectadas com a RESP são obrigadas a ter um contador de energia de consumo, sendo estes instalados a montante de toda a instalação elétrica, gerando assim uma base de dados sobre o perfil de cargas de cada instalação [66].

Na Figura 5.51 encontram-se representados alguns contadores de energia da E-Redes.



Figura 5.51 – Contador de energia obrigatório da E-Redes [87]

Atualmente, os contadores da E-Redes, ou contadores inteligentes permitem, para além da medição do consumo da eletricidade, o tratamento e disponibilização de dados, bem como a prestação de apoio por via remota [87].

5.7.2 Monitorização da produção fotovoltaica

A regular monitorização da produção realizada pelo sistema fotovoltaico permite um controlo das avarias que possam ocorrer nos equipamentos, assim como a respetiva perceção do estado atual do sistema.

Esta monitorização é realizada com ajuda de equipamentos denominados de *datalogger's*, onde estes têm como funcionalidade, para além de enviarem as informações para as plataformas, controlar os inversores automaticamente. Na Figura 5.52 encontra-se representado um *SmartLogger* da marca *Huawei*, modelo 3000A, compatível com a utilização de qualquer inversor da mesma marca.

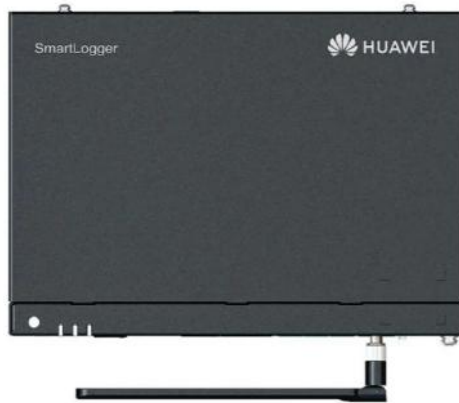


Figura 5.52 – Huawei SmartLogger 3000A [88]

O dispositivo representado na Figura 5.52 permite realizar o registo de dados de todos os dispositivos da marca *Huawei* e podem ser ligados até 200 dispositivos, 150 dos quais podem ser inversores. Este dispositivo, fornece informações sobre o funcionamento dos painéis fotovoltaicos e dos inversores, visíveis numa plataforma denominada de *FusionSolar*, permitindo assim o controlo à distância dos equipamentos individualmente [88].

Como já foi referido no capítulo 4 – Enquadramento Legal, é obrigatório a contagem da produção em caso de autoconsumo coletivo ou no caso de autoconsumo individual quando esta se encontra ligada à RESP e a potência instalada seja superior a 4 kW. Esta contagem é feita por telecontagem, onde o contador se encontra habilitado para contabilizar nos dois sentidos [89].

Na Figura 5.53 encontra-se um dos tipos de contadores instalados quando a potência instalada é superior a 4 kW.



Figura 5.53 – Contador de energia Itron SL 7000 [90]

5.7.3 Monitorização meteorológica

A monitorização meteorológica consiste em medir, registar e analisar parâmetros climáticos que influenciam diretamente o desempenho dos sistemas de energia fotovoltaica, numa determinada área. Este tipo de monitorização tem como

objetivo funcionar de forma eficiente e identificar possíveis problemas ou discrepâncias no desempenho em relação às condições climáticas [66].

Alguns dos parâmetros meteorológicos monitorizados são: a radiação solar/ultravioleta, a temperatura (ambiente e dos módulos fotovoltaicos), a velocidade e direção do vento, a humidade, a precipitação e a pressão atmosférica. Geralmente as estações meteorológicas também se encontram conectadas aos *datalogger's*, estabelecendo o envio de informação para a plataforma [66].

Na Figura 5.54 encontra-se um esquemático do funcionamento de uma estação meteorológica instalada num sistema fotovoltaico.

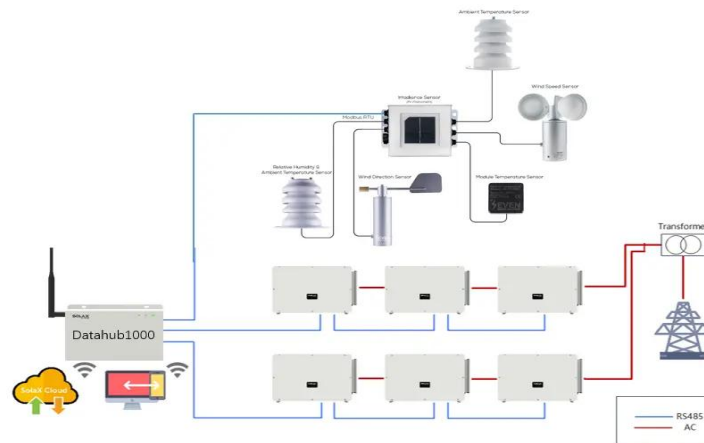


Figura 5.54 – Esquemático de funcionamento de uma estação meteorológica instalada num sistema fotovoltaico [91]

Como pode ser observado, existem diversos tipos de sensores associados à estação meteorológica, estes sensores transmitirão vários dados ao *datalogger*. Estes dados são exibidos no painel do *datalogger*, permitindo ao utilizador fazer algum acionamento inteligente caso ache necessário. Como por exemplo, se o sensor de temperatura detetar uma temperatura superior a 40 °C e o utilizador programar o *datalogger* para se desligar automaticamente nestas condições [91].

6 ESTUDOS DE CASO

O presente capítulo apresenta alguns estudos de caso relacionados com a análise e com o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, com base em cenários reais acompanhados durante o estágio. A crescente aposta na produção descentralizada de energia, impulsionada por preocupações ambientais e pela redução de custos energéticos, torna essencial a correta conceção de sistemas fotovoltaicos adaptados às necessidades específicas de cada instalação.

Assim, são analisados alguns projetos fotovoltaicos, considerando todos os fatores relevantes ao seu correto dimensionamento. O objetivo será a demonstração, através de exemplos práticos, os critérios e as metodologias aplicadas para garantir a eficiência, viabilidade e sustentabilidade das soluções propostas.

6.1 Sistema fotovoltaico flutuante

O primeiro estudo caso debruça-se sobre a análise e o dimensionamento de um sistema fotovoltaico flutuante, que é uma solução inovadora e em crescente expansão no setor das energias renováveis. Este tipo de solução permite a implantação em albufeiras, lagos ou reservatórios, apresentando vantagens significativas como a redução da evaporação da água, o melhor desempenho térmico dos painéis ou o aproveitamento de áreas não utilizadas em terra firme.

6.1.1 Descrição da instalação

O sistema fotovoltaico flutuante foi proposto para a ARBI - Associação de Regantes e Beneficiários de Idanha-a-Nova, localizada no distrito de Castelo Branco, que consiste numa entidade autónoma responsável pela gestão e pela manutenção do aproveitamento hidroagrícola da Campina de Idanha-a-Nova, centrado na barragem Marechal Carmona e na rede de canais de rega associada. A ARBI planeia, gere e moderniza um perímetro de rega que abrange cerca de 8 300 hectares.

No período de 2022 a 2025 a ARBI tem promovido obras para reduzir perdas de água, da ordem dos 40 a 60%, e aumentar a eficiência do sistema, nomeadamente através da implementação de sistemas pressurizados para substituir a tradicional rega por gravidade.

Recentemente esta associação tem realizado um investimento em soluções de autoconsumo fotovoltaico, instalando sistemas com 550 kW distribuídos por quatro unidades: estação elevatória do Aravil, estação elevatória do Ladoeiro, central e sede da ARBI-Ladoeiro, onde estas instalações fotovoltaicas foram realizadas pela *SunEnergy*. O estudo de caso debruçou-se sobre a estação elevatória do Aravil.

Assim, com a implementação deste tipo de sistema foi possível promover a sustentabilidade ambiental, assegurando uma redução significativa dos custos energéticos das operações realizadas pela ARBI, isto é, aliou-se a produção de energia solar à otimização dos recursos hídricos, traduzindo-se num bom exemplo de como a agricultura pode beneficiar da energia renovável.

A implementação deste projeto fotovoltaico foi realizada num lago, permitindo assim com que este tipo de sistema possua algumas vantagens do ponto de vista técnico e eficiente, tais como:

- Melhor arrefecimento dos painéis – a proximidade com a água reduz a temperatura dos painéis, aumentando assim o seu rendimento;
- Diminuição da acumulação de poeira – a proximidade com a água permite a redução da quantidade de poeiras e de sujidade dos painéis, reduzindo assim a necessidade constante de limpeza;
- Redução de perdas por aquecimento – como a temperatura ambiente é mais baixa sobre a superfície da água existe uma diminuição das perdas térmicas nos cabos;
- Redução de crescimento de algas – ao sombrear parcialmente a água, pode dificultar a proliferação de algas, beneficiando a qualidade da água;
- Redução da evaporação da água;
- Preservação do solo agrícola ou natural;
- Menor impacto visual e paisagístico.

Na Figura 6.1 pode-se observar o lago onde se pretende implementar o sistema fotovoltaico flutuante, de duas perspetivas diferentes – aérea e do terreno.



Figura 6.1 - Localização da estação elevatória do Aravil

No contexto dos sistemas fotovoltaicos, a zona técnica refere-se a uma área física reservada para a instalação, manutenção e operação dos equipamentos técnicos do sistema, entre os quais, o quadro DC, o quadro fotovoltaico (QFV), os inversores, os dispositivos de monitorização e o quadro geral de baixa tensão (QGBT). Na Figura 6.2 encontra-se representada a localização da zona técnica e do quadro DC do sistema fotovoltaico em questão, onde a azul se encontra a localização do sistema fotovoltaico, a amarelo a localização do quadro DC e, por último, a vermelho a localização da zona técnica.

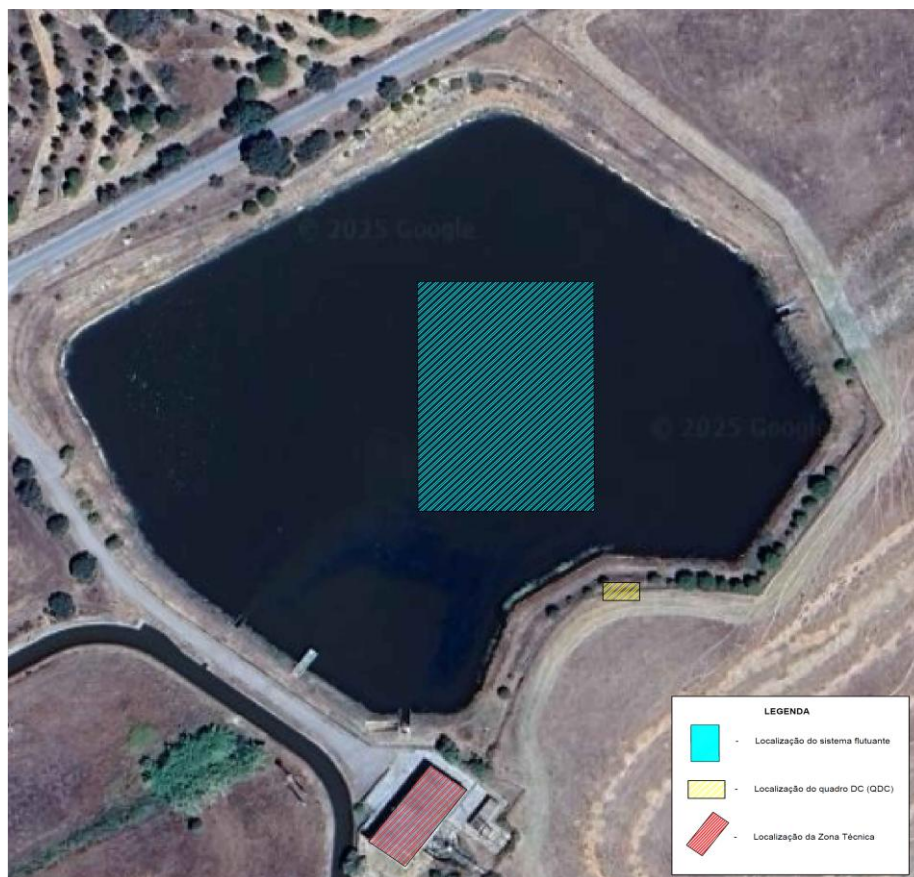


Figura 6.2 - Localização da zona técnica, do quadro DC e do local de implementação do sistema fotovoltaico flutuante

É importante referir que o quadro DC foi instalado numa localização diferente do restante equipamento técnico, devido a critérios de dimensionamento que exigem que este equipamento se encontre o mais próximo possível dos painéis fotovoltaicos. Dada essa localização diferente, o cabo DC será enterrado até à zona técnica, onde será estabelecida a conexão com o restante equipamento técnico. Com o objetivo de possibilitar a monitorização da cablagem e a deteção de eventuais anomalias, foram instaladas caixas de visita ao longo do percurso entre o quadro DC e a zona técnica.

Por sua vez, a zona técnica encontra-se localizada num armazém perto do lago, visível na Figura 6.3.



Figura 6.3 - Localização da zona técnica da instalação

6.1.2 Simulação e dimensionamento no software PVSol

O PVSol consiste num *software* de simulação dinâmica especializado no dimensionamento, análise e visualização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede ou autónomos. Através desta ferramenta, é possível modelar sistemas com um elevado grau de precisão, avaliando tanto o desempenho energético como a viabilidade económica do projeto. No processo de dimensionamento, o utilizador definirá os parâmetros do sistema: localização geográfica, inclinação e orientação dos módulos, tipo de montagem, seleção do modelo e da potência dos painéis fotovoltaicos, bem como do modelo e da potência dos inversores e, por último, a adoção de um perfil de consumo. Seguidamente o sistema de simulação do PVSol permite calcular:

- A produção anual estimada de energia;
- As perdas elétricas e sombreamento;
- O desempenho horário, diário e sazonal;
- Os indicadores económicos (*payback*, taxa interna de rentabilidade - TIR e valor anual líquido - VAL);
- A percentagem de autoconsumo e de injeção à rede.

O *software* permite também modelar em 3D as superfícies onde se localizará a instalação, identificando os sombreamentos detalhados ao longo do ano e simulando o impacto na produção.

Primeiramente, começa-se por se introduzir os dados do cliente, como o nome, a descrição do projeto e a localização da instalação (Figura 6.4). Estes dados são fornecidos pelo cliente quando solicita a respetiva proposta fotovoltaica.

The screenshot displays the PVSol software interface for entering project and customer data. It is divided into two main sections: 'Project Data' and 'Customer Details'.
Project Data:
 - Offer Number: [Empty text box]
 - Project Designer: [Empty text box]
 - Start of Operation: 20/10/2023 (dropdown menu)
 - Project Name: UPAC Aravil - Idanha-a-Nova (text box)
 - Project Image: [Empty image area with 'Load' and 'Delete' buttons]
 - Project Description: Sistema flutuante de autoconsumo instantâneo (text box)
 - Address of Installation: Estação Elevatória do Aravil (text box)
Customer Details:
 - Customer Number: [Empty text box]
 - Contact person: [Empty text box]
 - Company: ARBIT (text box)
 - Phone: [Empty text box]
 - Fax: [Empty text box]
 - E-Mail: [Empty text box]
 - Address: Estação Elevatória do Aravil (text box)

Figura 6.4 - Preenchimento dos dados do cliente no software PVSol

Seguidamente são preenchidos os campos relativos ao tipo de sistema pretendido, neste caso, o sistema é conectado à rede com consumo, não sendo pretendidas quaisquer soluções de armazenamento. São também inseridas as coordenadas da localização da instalação de modo a permitir realizar o próximo passo. Na Figura 6.5 e 6.6 encontra-se exemplificado o que foi referido anteriormente.



Figura 6.5 - Preenchimento do tipo de sistema no software PVSol

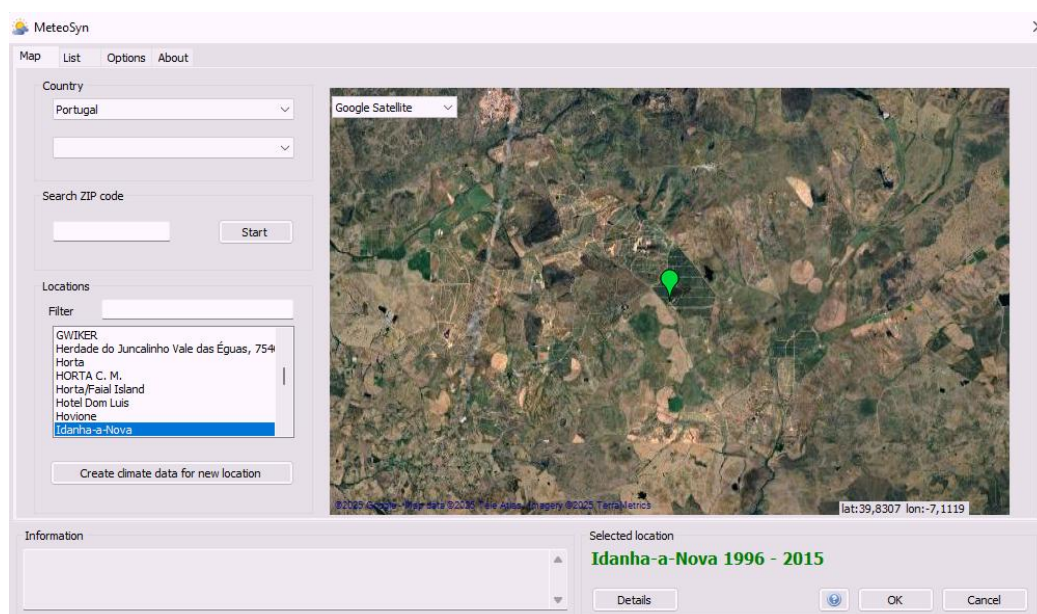


Figura 6.6 - Preenchimento da localização da instalação no software PVSol

Como foi comprovado, o cliente forneceu toda a informação pessoal necessária à elaboração do projeto. Para conferir credibilidade na elaboração do projeto fotovoltaico são necessárias faturas mensais da instalação de utilização, de modo a garantir que o sistema é dimensionado de acordo com os consumos reais de energia. Assim, o cliente forneceu os seus consumos mensais de energia (Tabela 6.1 e 6.2) e outras informações importantes (Tabela 6.3), que foram reunidas em forma de tabela.

Tabela 6.1 - Organização dos valores dos consumos mensais janeiro-junho

Mês:	1	2	3	4	5	6
Consumo mensal [kWh]:	0	30000	10000	20000	78000	122000

Tabela 6.2 - Organização dos valores dos consumos mensais julho-dezembro

Mês:	7	8	9	10	11	12
Consumo mensal [kWh]:	185000	168000	60000	30000	10000	18000

Tabela 6.3 - Dados relevantes fornecidos pelo cliente

Tipo de instalação:	Trifásica
Potência contratada [kVA]:	604,50
Área disponível para implementação do sistema flutuante:	≈ 15 000 m ²

Através dos dados da Tabela 6.1 e 6.2 foi possível elaborar um gráfico que estabelece a quantidade de energia mensal com o respetivo mês, representado na Figura 6.7, que corresponderá ao diagrama de consumos da estação elevatória do Aravil.

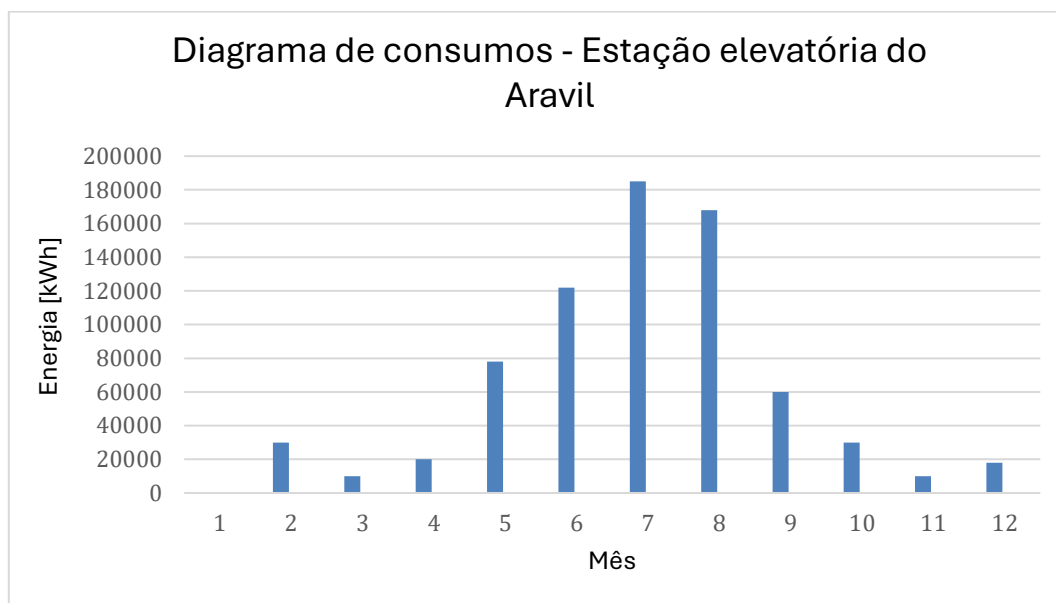


Figura 6.7 - Diagrama de consumos da estação elevatória do Aravil

Note-se que, posteriormente, procurou-se uniformizar os valores do consumo mensal, de forma a representar um consumo mais estabilizado ao longo do ano. Para isso, realizaram-se ajustes no *software*, o que permitiu gerar um gráfico de barras com os valores de energia consumida em kWh em cada mês do ano, assim como o valor de consumo anual, como pode ser comprovado na Figura 6.8.



Figura 6.8 - Gráfico de consumos mensais obtido no software PVSol

Como pode ser comprovado o consumo é praticamente inexistente entre novembro e fevereiro, iniciando um aumento em março e atingindo o pico entre os meses de junho e agosto, com destaque em julho que ultrapassa os 180 000 kWh.

O consumo total anual é de 771 803 kWh, um valor significativo que justifica a implementação de uma instalação fotovoltaica dimensionada para compensar parte considerável desta energia. O perfil de consumo da ARBI demonstra-se altamente compatível com uma instalação fotovoltaica flutuante, tanto do ponto de vista energético, como do ponto de vista ambiental.

Concluído o perfil de consumos, procede-se ao projeto para a implantação dos painéis no lago em causa, onde para alcançar esta finalidade se recorre à indicação do local do projeto e respetivo recorte do mapa com a imagem aérea obtida através de satélite.

O cliente, relativamente à estação elevatória do Aravil, fez algumas exigências no que diz respeito à potência de pico mínima e à potência nominal mínima, tais como:

- Potência de pico mínima: 330 kWp;
- Potência nominal mínima: 300 kWn.

Após ser gerado um modelo 3D, são colocados os painéis fotovoltaicos na respetiva estrutura que fica por de cima da água do lago, conforme pode ser comprovado na Figura 6.9.

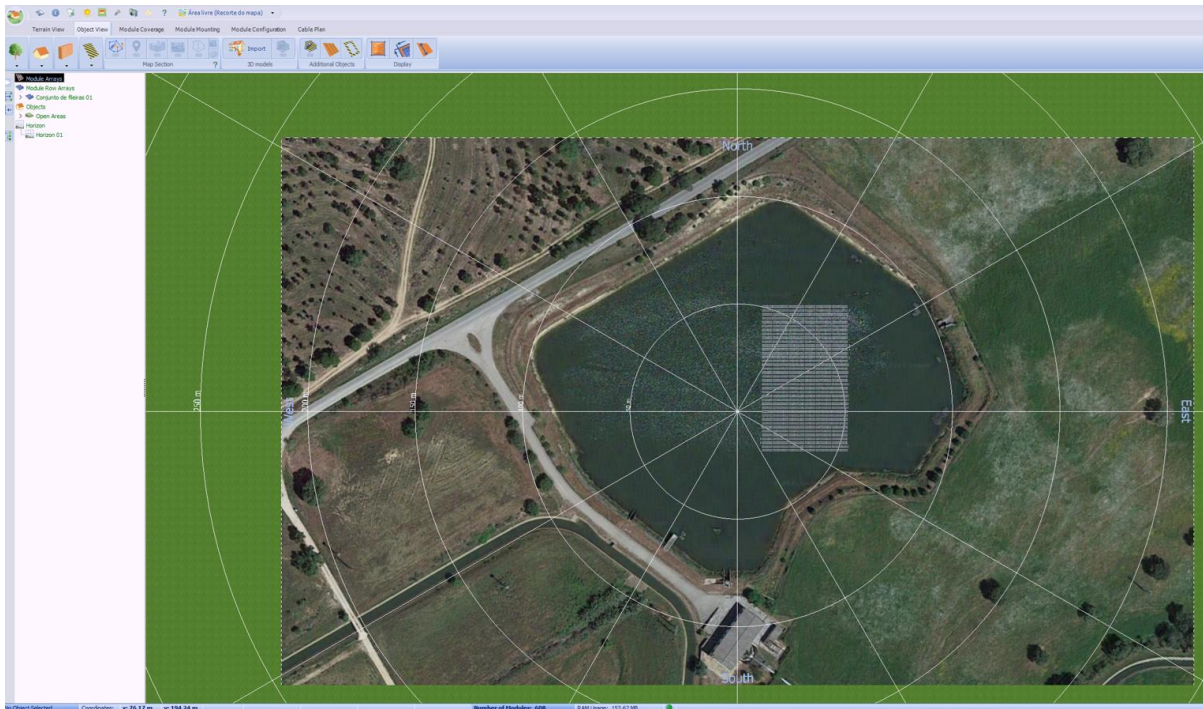


Figura 6.9 - Implantação dos módulos fotovoltaicos no lago

Para o dimensionamento do projeto em causa foram escolhidos os painéis fotovoltaicos monocristalinos da marca *Risen Energy* e modelo RSM110-8-550M de 550 Wp. O *software* PVSol tem a vantagem de já possuir na sua base de dados vários modelos de módulos fotovoltaicos de diferentes fabricantes, bem como todas as características elétricas e mecânicas referente aos mesmos. O modelo do módulo fotovoltaico escolhido já se encontrava na base de dados do *software*.

De modo a satisfazer o perfil de consumos obtido anteriormente e os pedidos do cliente adotaram-se 608 módulos do modelo de painel fotovoltaico indicado, perfazendo assim uma potência pico de 334,40 kWp ($608 \times 550 = 334,40$ kWp).

Na Tabela 6.4 podem ser observadas as principais características elétricas do módulo fotovoltaico utilizado no dimensionamento do projeto, em condições STC. As restantes características do módulo podem ser encontradas no *datasheet* disponível no Anexo 1 – Risen Energy RSM110-8-530M-550M.

Tabela 6.4 – Principais características elétricas do módulo fotovoltaico *Risen RSM110-8-550M*

Principais características elétricas do módulo fotovoltaico <i>Risen RSM110-8-550M</i>	
$P_{m\acute{a}x}$	550 W
V_{mpp}	31,86 V
I_{mpp}	17,27 A
V_{oc}	38,24 V
I_{sc}	18,28 A
Eficiência	21 %

Completando a implantação dos painéis fotovoltaicos na modulação 3D do *software* segue-se a escolha do inversor adequado a este tipo de sistema, onde é possível selecionar as marcas e os modelos dos inversores pretendidos, assim como a quantidade de inversores pretendida.

Como a instalação fotovoltaica em causa possui uma potência de pico total de 334,30 kWp, é necessário proceder à escolha de inversores que garantam uma potência nominal adequada ao sistema, isto é, a potência nominal total deve encontrar-se próxima ou ligeiramente abaixo dos 334,40 kWp, assegurando assim o equilíbrio entre o custo, o desempenho e o rendimento energético.

Deste modo, foram escolhidos 6 inversores da marca *Huawei Technologies*, modelo SUN2000-50KTL-M3, de 50 kWn, perfazendo uma potência nominal total de 300 kWn. Na Tabela 6.5 pode-se observar as principais características elétricas do inversor. As restantes informações adicionais relativas ao inversor utilizado podem ser consultadas no Anexo 2 – Estudo de caso nº1: Huawei SUN2000-50KTL-M3.

Tabela 6.5 – Principais características elétricas do inversor *Huawei* SUN2000-50KTL-M3

Principais características elétricas do inversor <i>Huawei</i> SUN2000-50KTL-M3	
Tensão máxima de entrada	1 100 V
Corrente máxima por MPPT	30 A
Corrente máxima de entrada	20 A
Corrente máxima de curto-circuito por MPPT	40 A
Faixa de tensão de operação do MPPT	200 V – 1000 V
Nº de entradas	8
Nº de MPPT's	4
Potência máxima de saída	50 000 W
Corrente máxima de saída	79,80 A

Após definido o modelo e a quantidade de inversores a utilizar no projeto, procede-se à distribuição dos módulos fotovoltaicos por *strings*, sendo estas *strings* posteriormente conectadas às diferentes entradas dos inversores. Para realizar esta etapa corretamente, é essencial determinar o número máximo e o número mínimo de módulos por *string*, tendo em conta as características dos módulos e os limites de tensão e de corrente suportados pelos inversores.

Para determinar o número mínimo de módulos fotovoltaicos por *string* é necessário conhecer a tensão mínima de arranque do MPPT de cada inversor, bem como a tensão de operação dos módulos à temperatura máxima, pois esta influencia negativamente o ponto de potência máxima (V_{mpp}). Assim, o número mínimo de módulos fotovoltaicos por *string* pode ser calculado através da equação 6.1.

$$\text{Nº mínimo de módulos por } string = \left(\frac{V_{minMPPT}}{V_{mpp}(T_{max} \text{ } ^\circ\text{C})} \right) \quad (6.1)$$

O inversor escolhido – *Huawei* SUN2000-50KTL-M3 – possui uma tensão mínima de operação de 200 V ($V_{minMPPT}$). Por sua vez, os módulos fotovoltaicos selecionados – Risen RSM110-8-550M – operam numa faixa de temperatura de funcionamento entre os -40°C e os 85 °C, apresentando um coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto (V_{oc}) de -0,25 %/°C, consultável no Anexo 1 – Risen Energy RSM110-8-530M-550M.

Como os dados técnicos são fornecidos em condições *standard* (STC, 25 °C), é necessário realizar uma correção para a temperatura máxima de operação (85 °C), que corresponde, neste cenário, ao período de maior radiação solar. Com esta mesma finalidade é utilizada a equação 6.2.

$$V_{mpp}(T_{max} \text{ } ^\circ\text{C}) = (1 + (\Delta T^\circ\text{C} \times \Delta(\%/^\circ\text{C})/100)) \times V_{mpp} \quad (6.2)$$

De onde, substituindo os respectivos valores, tem-se que:

$$V_{mpp} (85 \text{ } ^\circ\text{C}) = \left(1 + (85 - 25) \times \frac{-0,25}{100} \right) \times 31,86 = 27,081 \text{ V}$$

Realizada a conversão, pode-se proceder ao cálculo do número mínimo de módulos por *string*.

$$\text{N}^\circ \text{mínimo de módulos por } string = \left(\frac{200}{27,081} \right) = 7,39 \approx 7 \text{ módulos}$$

Conclui-se que o número mínimo admissível de módulos por *string* são 7.

Adotando um método semelhante para calcular o número máximo de módulos por *string*, considera-se a tensão máxima admissível do inversor e a tensão em circuito aberto dos módulos à temperatura mínima de funcionamento. Para este cálculo assumiu-se uma temperatura mínima no local do projeto de -10 °C. Assim, através da equação 6.3 pode-se calcular o número máximo de módulos por *string*.

$$\text{N}^\circ \text{máximo de módulos por } string = \left(\frac{V_{máx \text{ inversor}}}{V_{oc}(T_{mín} \text{ } ^\circ\text{C})} \right) \quad (6.3)$$

O inversor selecionado, *Huawei SUN2000-50KTL-M3*, apresenta uma tensão máxima de entrada de 1100 V ($V_{máx \text{ inversor}}$).

Há semelhança do procedimento anterior para o número mínimo de *strings*, é necessário corrigir a tensão em circuito aberto para a temperatura pretendida (-10 °C), utilizando para isso a equação 6.4.

$$V_{mpp} (T_{mín} \text{ } ^\circ\text{C}) = (1 + (\Delta T^\circ\text{C} \times \Delta(\%/^\circ\text{C})/100)) \times V_{oc} \quad (6.4)$$

De onde, substituindo os respectivos valores, tem-se que:

$$V_{mpp} (-10 \text{ } ^\circ\text{C}) = \left(1 + (-10 - 25) \times \frac{-0,25}{100} \right) \times 38,24 = 41,586 \text{ V}$$

Assim, já obtida a correção deste valor, calculamos o número máximo de módulos por *string*.

$$\text{N}^\circ \text{máximo de módulos por } string = \left(\frac{1100}{41,586} \right) = 26,4512 \approx 26 \text{ módulos}$$

Conclui-se que o número máximo admissível de módulos por *string* é de 26 módulos e, conseqüentemente, que as *strings* devem conter entre 7 e 26 módulos.

Finalizada esta etapa será necessário determinar quantas *strings* podem ser ligadas em paralelo por entrada MPPT do inversor. Para isso, considera-se a corrente máxima de entrada DC por MPPT do inversor ($I_{máx \text{ MPPT}}$) e a corrente de operação de cada *string* que corresponde à corrente de máxima potência do módulo (I_{mpp}).

O cálculo é feito com base na equação 6.5.

$$\text{N}^\circ \text{máximo de } strings \text{ por entrada} = \left(\frac{I_{máx \text{ MPPT}}}{I_{mpp}} \right) \quad (6.5)$$

O inversor em causa possui uma corrente máxima de entrada DC por cada MPPT de 30 A ($I_{máx \text{ MPPT}}$), enquanto que cada módulo fotovoltaico apresenta uma corrente de 17,27 A (I_{mpp}). Assim, tem-se que:

$$\text{N}^\circ \text{máximo de } strings \text{ por entrada} = \left(\frac{30}{17,27} \right) = 1,74 \approx 2 \text{ strings}$$

Deste modo, verifica-se que cada entrada MPPT permite apenas a ligação de duas *strings*. Tendo em conta os limites definidos para o número de módulos por *string* e o número de *strings* por entrada MPPT, o sistema foi dimensionado conforme apresentado na Figura 6.10.

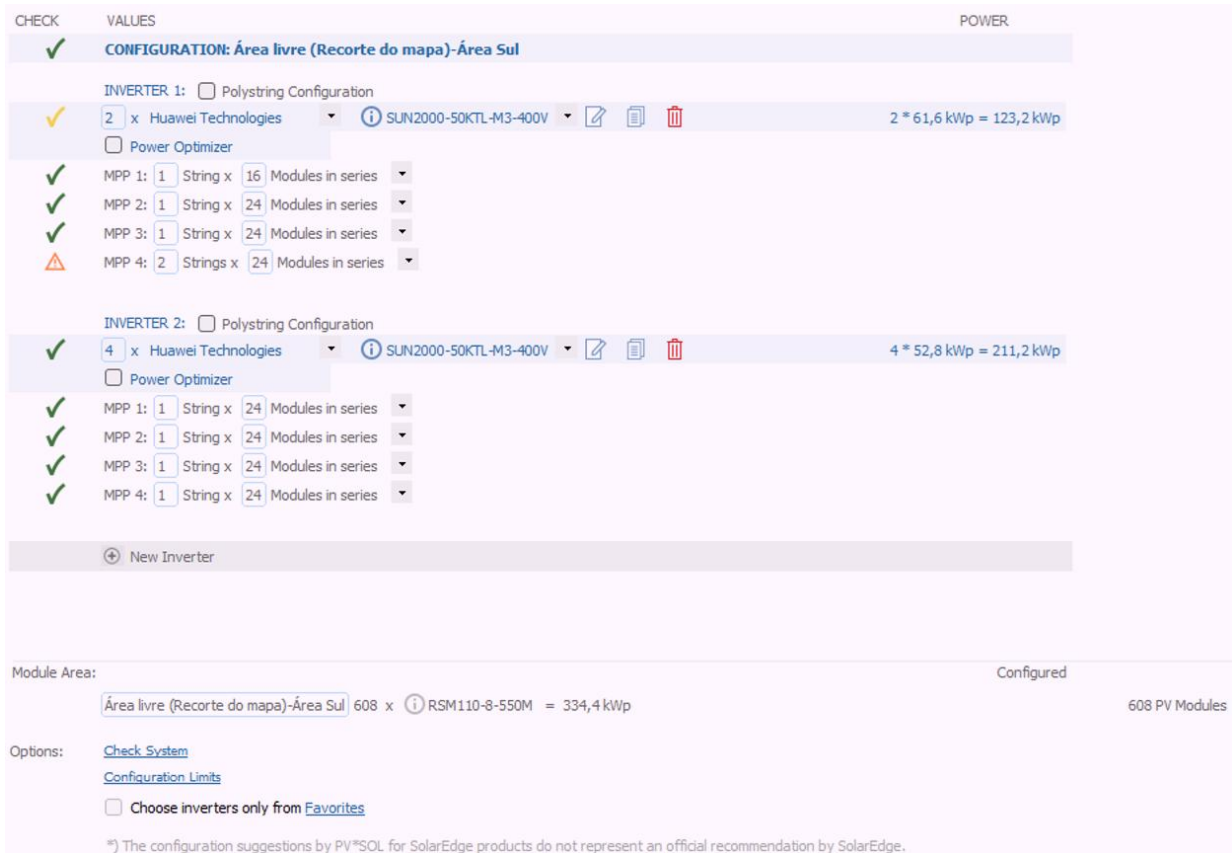


Figura 6.10 -Configuração das *strings* no *software* PVSol

Note-se que o *software* emite dois avisos relacionados com corrente DC excessiva num dos MPPTs do primeiro inversor, mais concretamente no MPPT4. Verifica-se que o MPPT 4 do inversor número 1 e 2 ultrapassa a corrente máxima permitida de 30 A. Este MPPT está ligado a duas *strings* em paralelo, cada uma composta por 24 módulos. Como cada módulo fotovoltaico apresenta uma corrente de operação de 17,27 A, a corrente total resultante é a soma das duas *strings*, isto é, 34,54 A. Este valor excede ligeiramente o limite especificado pelo fabricante para o MPPT (30 A). No entanto, é importante salientar que esta corrente corresponde ao valor de pico em condições extremas de radiação solar, as quais raramente ocorrem de forma contínua ao longo do dia. Além disso, a produção real dos módulos raramente atinge o valor nominal de 550 W, devido a fatores como a temperatura de operação, ângulo de incidência solar, sujidade dos painéis e outras perdas do sistema. Por este mesmo motivo, este ligeiro sobredimensionamento não representa, na prática, um risco significativo para o funcionamento do sistema, embora deva ser tido em conta no planeamento e na avaliação da durabilidade do equipamento.

Na Figura 6.11 encontra-se uma imagem da distribuição das *strings* na implementação, onde esta implementação é alinhada com a distribuição das *strings* por inversor realizada anteriormente.

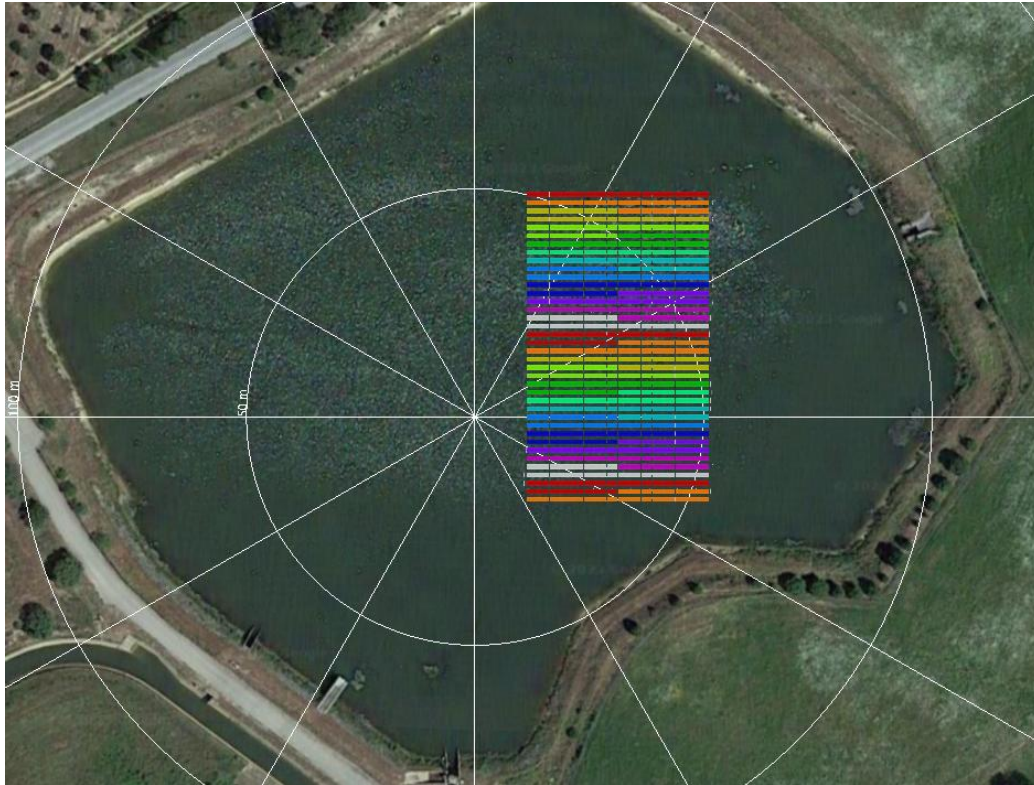


Figura 6.11 – Implementação da distribuição das *strings* no *software* PVSol

Concluída a configuração dos inversores, procede-se à definição das perdas nos cabos, que, para efeitos de simulação, são geralmente assumidas, no pior cenário, como sendo de 3 %.

O *software* PVSol encontra-se apto a realizar uma análise financeira do projeto fotovoltaico, no entanto, esta não foi realizada para o estudo de caso presente.

Por fim, é gerada através da simulação realizada pelo PVSol uma estimativa de autoconsumo anual de 560 651 kWh/ano, dos quais 247 884 kWh/ano correspondem a consumo direto da energia produzida, sendo o restante excedente injetado na rede elétrica. Este cenário permite ao cliente alcançar um índice de autoconsumo de aproximadamente 44,2 % e um nível de autonomia face à rede elétrica de cerca de 32,1 %. Na Figura 6.12 encontram-se discriminados os restantes parâmetros e previsões de rendimento do sistema fotovoltaico em estudo.

Previsão de rendimento

Previsão de rendimento

Potência do gerador fotovoltaico	334,40 kWp
Rendimento anual específico	1 676,14 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	89,75 %
Diminuição do rendimento por sombreamento	0,5 %
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	560 651 kWh/Ano
Autoconsumo	247 884 kWh/Ano
Limitação no ponto de injeção	1 693 kWh/Ano
Injeção na rede	311 074 kWh/Ano
Autoconsumo	44,2 %
Emissões de CO ₂ evitadas	262 640 kg/ano
Nível de autonomia	32,1 %

Figura 6.12 - Previsão de rendimento da instalação fotovoltaica

Na Figura 6.13 encontra-se uma representação do fluxo de energia anual da instalação fotovoltaica, obtido também através da simulação realizada no *software* PVSol.

Gráfico do fluxo de energia

Projeto: UPAC Aravil - Idanha-a-Nova

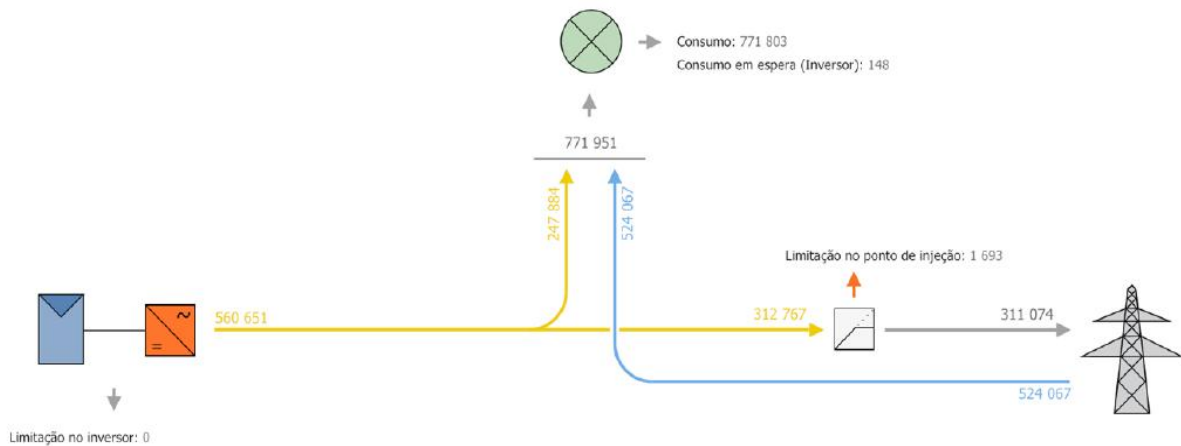


Figura 6.13 - Gráfico do fluxo de energia anual da instalação fotovoltaica

Este diagrama permite visualizar de forma clara a interação entre a produção solar, o consumo interno da instalação e a rede elétrica. A instalação fotovoltaica tem uma produção anual estimada de 560 651 kWh. Desta energia, 247 884 kWh são consumidos diretamente pela instalação, correspondendo a um índice de autoconsumo de 44,2 %. O excedente, 312 767 kWh, é encaminhado para a rede elétrica.

No entanto, verifica-se a existência de limitação no ponto de injeção de 1 693 kWh, ou seja, uma fração da energia produzida não pode ser injetada nem consumida, por restrições técnicas no ponto de ligação. Assim, a energia efetivamente injetada na rede é de 311 074 kWh.

Relativamente ao consumo da instalação, este é de 771 803 kWh/ano, sendo que 524 067 kWh são fornecidos pela rede elétrica. Com base nestes valores, obtém-se um índice de autonomia de 32,1 % representando a percentagem de energia total consumida que é suprida diretamente pelo sistema fotovoltaico.

A análise realizada comprova que o sistema fotovoltaico, embora injete uma parte significativa de energia produzida, contribui de forma expressiva para a autonomia energética da instalação, reduzindo consideravelmente a dependência da rede elétrica nacional.

6.1.3 Dimensionamento da cablagem e das proteções

O correto dimensionamento dos cabos e dos sistemas de proteção elétrica é fundamental para que exista a garantia do bom funcionamento, da segurança e da eficiência da instalação fotovoltaica. Esta fase do projeto tem como objetivo assegurar que todos os componentes constituintes deste sistema operam dentro dos seus limites técnicos e normativos, prevenindo assim riscos como o sobreaquecimento, quedas de tensão ou danos por curto-circuitos e sobretensões.

Será então apresentada a metodologia adotada para realização do dimensionamento dos cabos AC e DC, tendo em conta os critérios de aquecimento, de quedas de tensão e as condições de instalação. Adicionalmente são descritos os dispositivos de proteção, nomeadamente, disjuntores, fusíveis e interruptores diferenciais, de modo que exista cumprimento dos requisitos das normas técnicas em vigor e garantia da proteção quer das pessoas, quer dos equipamentos.

As secções a dimensionar nesta instalação são:

- Cabos DC – responsáveis pela ligação entre os módulos fotovoltaicos e os inversores;
- Cabos AC – responsáveis pela ligação entre os inversores e a instalação elétrica.

Adicionalmente, é necessário realizar o dimensionamento da aparelhagem de corte apropriada adequada que integra os quadros DC e AC, de modo a garantir a segurança e o correto funcionamento da instalação.

Para realizar o dimensionamento da secção dos cabos DC, recorre-se à equação 6.6, baseada na limitação da queda de tensão.

$$S = \frac{2 \times L \times I}{\gamma \times \Delta U} \quad (6.6)$$

Em que:

S – Secção do cabo (mm^2);

L – Comprimento do cabo (m);

I – Corrente máxima que circula no cabo (A);

γ – Condutividade elétrica do condutor ($\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$);

ΔU – Queda de tensão admissível (V).

A corrente máxima que o cabo deve suportar é obtida a partir da corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico, em condições STC, com um sobredimensionamento de 25 % (equação 6.7).

$$I_{m\acute{a}x} = 1,25 \times I_{sc} \quad (6.7)$$

De onde, substituindo os respetivos valores, tem-se que:

$$I_{m\acute{a}x} = 1,25 \times 18,28 = 22,85 \text{ A}$$

De seguida, calculou-se a tensão máxima da *string* com o maior número de módulos, utilizando para isso a equação 6.8. Posteriormente, calculou-se a respetiva queda de tensão máxima, onde se definiu que o valor máximo de queda de tensão não deve ser superior a 1 %, conforme indica a equação 6.9.

$$V_{m\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ módulos} \times V_{mpp} \quad (6.8)$$

$$\Delta U = 1 \% \times V_{m\acute{a}x} \quad (6.9)$$

De onde, substituindo os respetivos valores, tem-se que:

$$V_{m\acute{a}x} = 24 \times 31,86 = 764,64 \text{ V}$$

$$\Delta U = 1 \% \times 764,64 = 7,64 \text{ V}$$

Considerou-se um comprimento de cabo de 45,50 metros, que corresponde à distância entre os painéis e o quadro DC. Assim, a secção mínima necessária do cabo é:

$$S = \frac{2 \times 45,5 \times 22,85}{46,86 \times 7,64} = 5,808 \text{ mm}^2 \approx 6 \text{ mm}^2$$

Com base neste valor, conclui-se que a secção normalizada mais adequada para os cabos DC das *strings* terá de ser igual ou superior a 6 mm², garantindo-se assim o cumprimento dos limites de queda de tensão e de segurança. No estudo de caso atual utilizou-se, para a cablagem DC, uma secção de 6 mm².

De seguida, procede-se ao dimensionamento dos cabos e das proteções associadas ao lado AC da instalação, nomeadamente entre cada inversor e o quadro fotovoltaico (QFV) e entre o quadro fotovoltaico e o quadro geral de baixa tensão (QGBT). Este dimensionamento deverá cumprir dois critérios fundamentais: o critério do aquecimento e o critério da queda de tensão, assegurando também a coordenação adequada entre os dispositivos de proteção face a sobreintensidades e os cabos.

Primeiramente, começou-se por dimensionar a cablagem relativa ao troço entre os inversores e o quadro fotovoltaico, onde a corrente de serviço a considerar para este troço será determinada pela equação 6.10.

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos\Phi} \quad (6.10)$$

Em que:

P – Potência ativa da carga, neste caso, do inversor;

U – Tensão entre fases (tensão de linha) do sistema trifásico;

$\cos\Phi$ – Fator de potência (relação entre a potência ativa e aparente).

Substituindo os respetivos valores, tem-se que:

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3}U_x \cos\phi} = \frac{50\,000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,98} = 73,64 \text{ A}$$

De modo a satisfazer o critério do aquecimento deverá ser escolhido o respetivo método de instalação, onde se considerou a utilização de cabos monocondutores de cobre instalados em caminhos de cabos perfurados, de acordo com o modo de instalação 13, conforme a Tabela 52-H do RTIEBT. Na Figura 6.14 encontra-se o modo e o método de instalação utilizado neste troço (13-F).

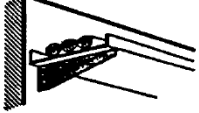
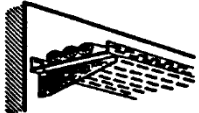
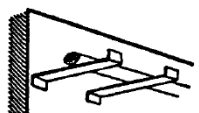
	Cabos mono ou multicondutores (com ou sem armadura) em caminhos de cabos não perfurados	12	C [2] ⁽³⁾
	Cabos mono ou multicondutores (com ou sem armadura) em caminhos de cabos perfurados	13	E ou F [4] ⁽³⁾
	Cabos mono ou multicondutores (com ou sem armadura) em consolas	14	E ou F [4] ou [5] ⁽²⁾⁽³⁾ G

Figura 6.14 - Modo e método de instalação adotados no dimensionamento da cablagem no troço do inversor ao QFV [92]

Seguidamente, procede-se à consulta da Figura 6.15, correspondente ao Quadro 52-C11, com o objetivo de determinar a corrente admissível pelo cabo (I_z) em função do método de instalação escolhido, bem como das condições ambientais. A partir desta tabela, seleciona-se a secção mínima do cabo que satisfaça o critério de aquecimento, isto é, $I_z > I_b$.

Onde:

- I_z – Corrente admissível do cabo, de acordo com as condições de instalação;
- I_b – Corrente de serviço do respetivo circuito.

A secção a adotar será, portanto, a primeira secção normalizada disponível que garanta que a corrente admissível do cabo é superior à corrente de serviço do circuito.

QUADRO 52-C11

Correntes admissíveis, em amperes, para os métodos de referência E, F e G
(de acordo com o quadro 52H)

Condutores isolados a polietileno reticulado (XLPE) ou etileno-propileno (EPR), para:

- Cobre
- Temperatura da alma condutora: 90°C
- Temperatura ambiente: 30°C

Secção nominal dos condutores (mm ²)	Cabos multicondutores		Cabos monocondutores				
	Dois condutores carregados ⁽¹⁾	Três condutores carregados ⁽¹⁾	Dois condutores carregados	Três condutores carregados em triângulo	Três condutores carregados em esteira		
					Sem afastamento ⁽²⁾	Com afastamento ⁽²⁾	
Mét. ref. ⇒	E	E	F	F	F	G	G
Coluna. ⇒	1	2	3	4	5	6	7
1,5	26	23	-	-	-	-	-
2,5	36	32	-	-	-	-	-
4	49	42	-	-	-	-	-
6	63	54	-	-	-	-	-
10	86	75	-	-	-	-	-
16	115	100	-	-	-	-	-
25	149	127	161	135	141	182	161
35	185	158	200	169	176	226	201
50	225	192	242	207	216	275	246
70	289	246	310	268	279	353	318
95	352	298	377	328	342	430	389
120	410	346	437	383	400	500	454
150	473	399	504	444	464	577	527
185	542	456	575	510	533	661	605
240	641	538	679	607	634	781	719
300	741	621	783	703	736	902	833
400	-	-	940	823	868	1 085	1 008
500	-	-	1 083	946	998	1 253	1 169
630	-	-	1 254	1 088	1 151	1 454	1 362

(1) - Para $S \leq 16 \text{ mm}^2$, admitiu-se que os condutores eram de secção circular e para $S > 16 \text{ mm}^2$, de secção sectorial (aplicável também a condutores de secção circular).

(2) - Afastamento não inferior ao diâmetro exterior do cabo monocondutor (D_e).

Figura 6.15 - Correntes admissíveis para os métodos de instalação E, F e G segundo o Quadro 52-C11 [92]

Considerando a utilização de um cabo monocondutor de cobre, com isolamento em XLPE e três condutores carregados em esteira, sem afastamento, a primeira secção a analisar é a de 25 mm², à qual corresponde uma corrente admissível (I_z) de 141 A, de acordo com a tabela de referência.

No entanto, caso necessário, este valor base deve ser ajustado mediante os fatores de correção aplicáveis, nomeadamente:

- Fatores de correção por agrupamento de cabos ou circuitos na mesma canalização;
- Eventuais fatores de temperatura ambiente e modo de instalação.

Para este troço, não existiu a necessidade de aplicar quaisquer fatores de correção. Com base na informação recolhida até este ponto, procedeu-se à seleção da secção do cabo, assegurando assim que a corrente admissível corrigida ($I_{z\ corr}$) seja superior à corrente de serviço (I_b), utilizando para tal, o Quadro 52-C11 (Figura 6.15), que apresenta os valores de corrente admissível para as diferentes secções de cabo, métodos de instalação e tipos de isolamento.

Caso a primeira secção analisada não satisfaça o critério do aquecimento: $I_{z\ corr} > I_b$ deverá ser repetido o processo, seleccionando a secção imediatamente superior, até que esta condição seja verificada.

Posto isto, tem-se que, para a secção de 25 mm² escolhida, onde o I_z é de 141 A, o que corresponde ao $I_{z\ corr}$, dada a inexistência de fatores de correção e I_b é de 73,64 A. Como $I_{z\ corr} > I_b$, o critério do aquecimento é verificado. Resumidamente, isto é:

- $I_z = 141$ A (Quadro 52-C11);
- $I_{z\ corr} = I_z$, neste caso dada a inexistência de fatores de correção;
- $I_{z\ corr} > I_b \Leftrightarrow 141 > 73,64$, satisfaz o critério do aquecimento.

Satisfeito o critério do aquecimento, terá de ser verificado o segundo critério – o critério da queda de tensão. O critério da queda de tensão pode ser representado pela equação 6.11.

$$\Delta U = \frac{[(\rho_{corr} \times \frac{L}{S}) \times I_b \times 100]}{230} \quad (6.11)$$

Em que:

ΔU – Queda de tensão (%);

ρ_{corr} – Resistividade dos condutores à temperatura de serviço pretendida (Ωm);

L – Comprimento do circuito (m);

S – Secção do cabo (mm²);

I_b – Corrente de serviço (A).

Consultando o Quadro 52-C11 observa-se que a temperatura da alma condutora é de 90°C, enquanto que a resistividade dos condutores à temperatura de serviço normal é de 20°C, assim existe a necessidade de efetuar a correção da resistividade, que poderá ser realizada mediante a equação 6.12.

$$\rho_{corr} = [\rho_{cobre\ ou\ alumínio} \times [1 + \alpha(T_f - T_i)]] \quad (6.12)$$

Em que:

$\rho_{cobre\ ou\ alumínio}$ – Resistividade dos condutores à temperatura de serviço normal (Cobre – 1/56 Ω mm²/m; Alumínio – 1/36 Ω mm²/m);

α – Coeficiente de termoresistividade (Cobre – 0,0039 °C⁻¹; Alumínio – 0,00403°C⁻¹);

T_f – Temperatura da alma condutora (°C);

T_i – Temperatura atual do condutor (°C).

Como o condutor a utilizar neste troço é de cobre, terá de se proceder ao cálculo da resistividade corrigida do cobre a 90 °C, visto que a temperatura da alma condutora (como é indicado no Quadro 52-C11) é de 90 °C. Assim, tem-se que:

$$\rho_{corr} = \left[\frac{1}{56} \times [1 + 0,0039(90 - 20)] \right] = 0,0227 \Omega\text{m}$$

Concluída esta etapa procede-se ao cálculo da queda de tensão, assumindo para isso um comprimento de circuito da ordem dos 10 metros.

$$\Delta U = \frac{[(0,0227 \times \frac{10}{25}) \times 73,64 \times 100]}{230} = 0,2907 \% < 1\%$$

A secção de 25 mm² foi avaliada e verifica o critério de aquecimento e de queda de tensão, que havia sido previamente definido como 1 %. Esta secção escolhida garante que, mesmo nas condições de funcionamento mais exigentes, a queda de tensão entre o inversor e o quadro fotovoltaico se mantém dentro dos limites regulamentares, assegurando assim a eficiência e fiabilidade do sistema.

Conclui-se que a interligação de cada inversor de 50 kWn ao quadro fotovoltaico foi realizada utilizando cabos monocondutores do tipo XV 4x (1x25 mm²) + 1G25 mm².

A mesma metodologia de dimensionamento foi aplicada ao cabo que estabelece a ligação entre o quadro fotovoltaico (QFV) e o quadro geral de baixa tensão (QGBT). Dado que ambos os quadros se encontram instalados na mesma zona técnica, foi considerada uma distância de 10 metros para este troço de cablagem, onde este valor de distância já incorpora uma margem significativa, assegurando assim uma estimativa conservadora para o respetivo dimensionamento.

Recorrendo às expressões já utilizadas anteriormente e assumindo uma potência instalada de 300 kVA, que corresponde a potência total dos 6 inversores trifásicos de potência estipulada individual de 50 kVA, a corrente de serviço para o cabo em causa foi determinada substituindo os respetivos valores:

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos\phi} = \frac{300\,000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,98} = 441,85 \text{ A}$$

Neste caso, optou-se pela utilização de cabos de alumínio em vez de cobre, devido à sua maior viabilidade económica para correntes elevadas e extensões maiores, mantendo-se, no entanto, o mesmo método de instalação, identificado como o método 13-F segundo o Quadro 52-H das RTIEBT. Ou seja, consideraram-se cabos monocondutores de alumínio, instalados em caminhos de cabos perfurados, com três condutores carregados em esteira, sem afastamento.

As Figuras 6.16 e 6.17 (Quadro 52-C12) ilustram o modo de instalação utilizado para esta ligação, servindo de base para a aplicação dos critérios do aquecimento e da queda de tensão.

QUADRO 52-C12

Correntes admissíveis, em amperes, para os métodos de referência E, F e G (de acordo com o quadro 52H)

Condutores isolados a polietileno reticulado (XLPE) ou etileno-propileno (EPR), para:

- Alumínio
- Temperatura da alma condutora: 90°C
- Temperatura ambiente: 30°C

Secção nominal dos condutores (mm ²)	Cabos multicondutores		Cabos monocondutores				
	Dois condutores carregados ⁽¹⁾	Três condutores carregados ⁽¹⁾	Dois condutores carregados	Três condutores carregados em triângulo	Três condutores carregados em esteira		
					Sem afastamento ⁽²⁾	Com afastamento ⁽²⁾	
Mét. ref. ⇒	E	E	F	F	F	G	G
Coluna ⇒	1	2	3	4	5	6	7
2,5	28	24	-	-	-	-	-
4	38	32	-	-	-	-	-
6	49	42	-	-	-	-	-
10	67	58	-	-	-	-	-

Figura 6.16 - Correntes admissíveis para os métodos de instalação E, F e G segundo o Quadro 52-C12 [92]

Secção nominal dos condutores (mm ²)	Cabos multicondutores		Cabos monocondutores				
	Dois condutores carregados ⁽¹⁾	Três condutores carregados ⁽¹⁾	Dois condutores carregados	Três condutores carregados em triângulo	Três condutores carregados em esteira		
					Sem afastamento ⁽²⁾	Com afastamento ⁽²⁾	
Mét. ref. ⇒	E	E	F	F	F	G	G
Coluna ⇒	1	2	3	4	5	6	7
16	91	77	-	-	-	-	-
25	108	97	121	103	107	138	122
35	135	120	150	129	135	172	153
50	164	146	184	159	165	210	188
70	211	187	237	206	215	271	244
95	257	227	289	253	264	332	300
120	300	263	337	296	308	387	351
150	346	304	389	343	358	448	408
185	397	347	447	395	413	515	470
240	470	407	530	471	492	611	561
300	543	471	613	547	571	708	652
400	-	-	740	663	694	856	792
500	-	-	856	770	806	991	921
630	-	-	996	899	942	1 154	1 077

(1) - Para $S \leq 16 \text{ mm}^2$, admitiu-se que os condutores eram de secção circular e para $S > 16 \text{ mm}^2$, de secção sectorial (aplicável também a condutores de secção circular).

(2) - Afastamento não inferior ao diâmetro exterior do cabo monocondutor (De).

Figura 6.17 - Correntes admissíveis para os métodos de instalação E, F e G segundo o Quadro 52-C12 [92]

Para o troço quadro fotovoltaico – quadro geral de baixa tensão, não foram aplicados fatores de correção tendo em conta que estes quadros se localizam na mesma zona técnica que os inversores, não existindo necessidade de realizar qualquer ajuste nas condições de temperatura.

Analisando a Figura 6.16 e 6.17 (Quadro 52-C12) verifica-se que a secção a partir da qual é possível satisfazer as condições anteriormente previstas é a secção de 300 mm², onde se verifica que:

- $I_z = 571$ A (Quadro 52-C12);
- $I_{z\ corr} = I_z$, neste caso dada a inexistência de fatores de correção;
- $I_{z\ corr} > I_b \Leftrightarrow 571 > 411,85$, satisfaz o critério do aquecimento.

Pela análise da Figura 6.17 verifica-se que a secção do cabo que satisfaz o critério do aquecimento é de 300 mm². Para a secção em causa, procede-se à verificação do critério da queda de tensão no troço entre o quadro fotovoltaico e o quadro geral de baixa tensão. Repare-se que, como o condutor neste troço é de alumínio houve a necessidade de voltar a calcular o valor da resistividade corrigida, porém desta vez do alumínio, a 90 °C (conforme indicado na Figura 6.16). Para isso, face à situação de correção do valor de resistividade do troço anterior, realizou-se um ajuste no valor da resistividade do condutor de alumínio ($\rho_{\text{alumínio}}$) e no valor do respetivo coeficiente de termoresistividade (α).

$$\rho_{\text{corr}} = \left[\frac{1}{36} \times [1 + 0,00403(90 - 20)] \right] = 0,0356 \ \Omega\text{m}$$

Posteriormente, procedeu-se ao cálculo da queda de tensão no troço em causa, considerando-se um comprimento de circuito da ordem dos 10 metros.

$$\Delta U = \frac{[(0,0356 \times \frac{10}{300}) \times 441,85 \times 100]}{230} = 0,2279 \% < 1\%$$

Como pode ser verificado, a queda de tensão máxima é de 0,2279 %, que é um valor bastante inferior ao limite máximo de 1 % previamente definido como a referência para este projeto. Este resultado permite comprovar que a cablagem selecionada garante um desempenho adequado no que diz respeito à eficiência da transmissão de energia.

Assim, conclui-se que a interligação entre o quadro fotovoltaico e o quadro geral de baixa tensão poderá ser executada utilizando cabos monocondutores do tipo LXZ1 3x (1x300 mm²) + 1x150 mm² + 1G150 mm².

De forma resumida, concluídos os cálculos das secções, a cablagem a utilizar nos respetivos troços analisados da instalação fotovoltaica será:

- Inversores – QFV: XV 4x (1x25 mm²) + 1G25 mm² (cobre);
- QFV – QGBT: LXZ1 3x (1x300 mm²) + 1x150 mm² + 1G150 mm² (alumínio).

Concluído o dimensionamento da cablagem, segue-se o dimensionamento dos sistemas de proteção a instalar no quadro fotovoltaico e no quadro geral de baixa tensão, com vista à proteção face a sobrecargas e segurança da respetiva instalação.

No dimensionamento dos dispositivos de proteção, é fundamental garantir que estes satisfaçam simultaneamente dois critérios essenciais, de forma a assegurar a segurança da instalação, bem como a proteção adequada dos condutores. O primeiro critério tem por base que a corrente estipulada do dispositivo de proteção deverá ser:

1. Igual ou superior à corrente de serviço (I_b);
2. Igual ou inferior à corrente admissível corrigida ($I_{z\ corr}$).

Esta condição pode ser expressa com base na equação 6.13.

$$I_b \leq I_n \leq I_{z\ corr} \quad (6.13)$$

O segundo critério terá por base que a corrente convencional de funcionamento do dispositivo de proteção (I_2), isto é, o valor acima do qual o disjuntor atua dentro de um certo intervalo de tempo especificado (tempo convencional) deverá ser inferior ou igual a 1,45 vezes a corrente admissível corrigida do cabo.

Esta condição pode ser expressa com base na equação 6.14.

$$I_2 \leq 1,45 \times I_{z\ corr} \quad (6.14)$$

Na Figura 6.18 encontra-se uma representação esquemática que elucida os critérios de verificação a cumprir durante o processo de dimensionamento das proteções.

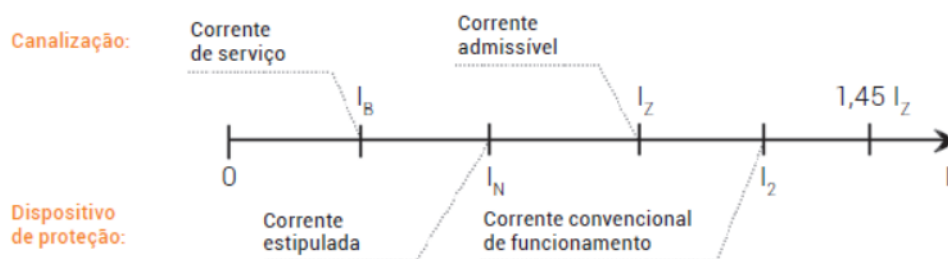


Figura 6.18 - Critérios a cumprir no cálculo de proteções [93]

Na Tabela 6.6 apresenta-se um resumo das correntes estipuladas recomendadas para a seleção de aparelhos de proteção como fusíveis e disjuntores, com base nos critérios de dimensionamento previamente definidos.

Tabela 6.6 - Correntes estipuladas para fusíveis e para disjuntores [92]

Fusíveis			Disjuntores		
I_n (A)	I_{nf} (A)	I_2 (A)	I_n (A)	I_{nf} (A)	I_2 (A)
10	15	19	10	11	14
16	24	30	16	18	23
20	25	32	20	22	29
25	31	40	25	28	36
32	40	51	32	36	46
40	50	64	40	45	58
50	63	80	50	56	72
63	79	101	63	71	91
80	100	128	80	90	116
100	125	160	100	113	145
125	156	200	125	141	181
160	200	256	160	168	216
200	250	320	200	210	270
250	313	400	250	263	338
315	394	504	315	331	425
400	500	640	400	420	540
500	625	800	500	525	675
630	788	1008	630	662	851
800	1000	1280	800	840	1080
1000	1250	1600	1000	1050	1350

Em que:

I_n – Corrente estipulada do dispositivo de proteção (A);

I_{nf} – Corrente convencional de não funcionamento (A);

I_2 – Corrente convencional de funcionamento (A).

No caso das proteções alocadas no quadro fotovoltaico, a corrente de serviço no mesmo é de 73,64 A, como já foi calculado anteriormente. De acordo com a Tabela 6.6, a corrente estipulada do aparelho de proteção imediatamente superior à corrente de serviço é de 80 A. Assim, verifica-se a relação:

$$73,64 \leq I_n = 80 \text{ A} \leq 141$$

Pode-se verificar que a primeira condição é satisfeita, tendo-se agora de verificar a segunda condição.

$$116 \leq 1,45 \times 141$$

Verifica-se que a segunda condição é também satisfeita, sendo assim uma vez que ambas as condições são satisfeitas, conclui-se que um disjuntor com um calibre de 80 A possui o calibre mínimo adequado para a proteção do cabo que interliga o inversor e o quadro fotovoltaico (XV 4x (1x25 mm²) + 1G25 mm²).

Relativamente à proteção do quadro geral de baixa tensão, a corrente de serviço estimada é de 441,85 A, como já foi calculado anteriormente. Conforme a Tabela 6.6, a corrente estipulada do aparelho de proteção imediatamente superior à corrente de serviço é de 500 A, o que permite verificar que:

$$441,85 \leq I_n = 500 \text{ A} \leq 571$$

$$675 \leq 1,45 \times 571$$

Verifica-se que ambos os critérios são satisfeitos, validando assim o uso de um disjuntor com um calibre de 500 A para a proteção do cabo que interliga o quadro fotovoltaico e o quadro geral de baixa tensão (LXZ1 4x (3x300 mm²) + 1x150 mm² + 1G150 mm²).

De modo a assegurar coerência entre dispositivos de proteção foram colocados interruptores diferenciais tetrapolares de 80 A, 300 mA, em cada ramal de modo a conferir proteção a cada ramal AC à saída dos inversores de 50 kWn.

Posteriormente foi colocado um interruptor geral de calibre de 630 A para suporte da corrente total dos ramais, com margem de segurança assegurando, em caso de necessidade, o corte geral de energia ao quadro elétrico.

Relativamente à ligação DC entre os painéis fotovoltaicos e o quadro DC foram utilizados cabos com uma secção de 6 mm², onde o quadro de proteção DC, por sua vez, encontra-se protegido por disjuntores de 20 A, garantindo a sua segurança contra sobreintensidades nesse circuito. Isto porque a corrente máxima no circuito com um maior número de *strings* é de 14,38 A, calculado da forma:

$$I_{m\acute{a}x \text{ string}} = \frac{24 \text{ painéis} \times 550 \text{ W}}{24 \text{ painéis} \times 38,24 \text{ V}} = 14,38 \text{ A}$$

O valor de 38,24 V é o valor da tensão em circuito aberto do painel fotovoltaico utilizado na instalação, consultado no respetivo *datasheet* do painel.

No que diz respeito ao quadro fotovoltaico, a sua constituição integra os seguintes componentes de proteção:

- 1 Descarregador de sobretensões trifásico;
- 6 Interruptores diferenciais tetrapolares (4P), 80 A, 300 mA, Tipo A;
- 6 Disjuntores tetrapolares (4P), 80 A, Curva C, 4,5 kA;

- 1 Interruptor tetrapolar (4P) de 630 A;
- 1 Disjuntor bipolar (2P), 16 A, Curva C, 4,5 kA;
- 1 Interruptor diferencial bipolar (2P), 16 A, 300 mA, Tipo A;
- 1 Quadro de proteção classe II, grau de proteção IP54.

Relativamente ao quadro geral de baixa tensão, a sua constituição integra o componente de proteção:

- 1 Disjuntor tetrapolar (4P), 500 A, Curva C, 36 kA.

Na Figura 6.19 é apresentado o esquema do quadro fotovoltaico do estudo em questão, onde estão evidenciadas as proteções anteriormente referidas e calculadas.

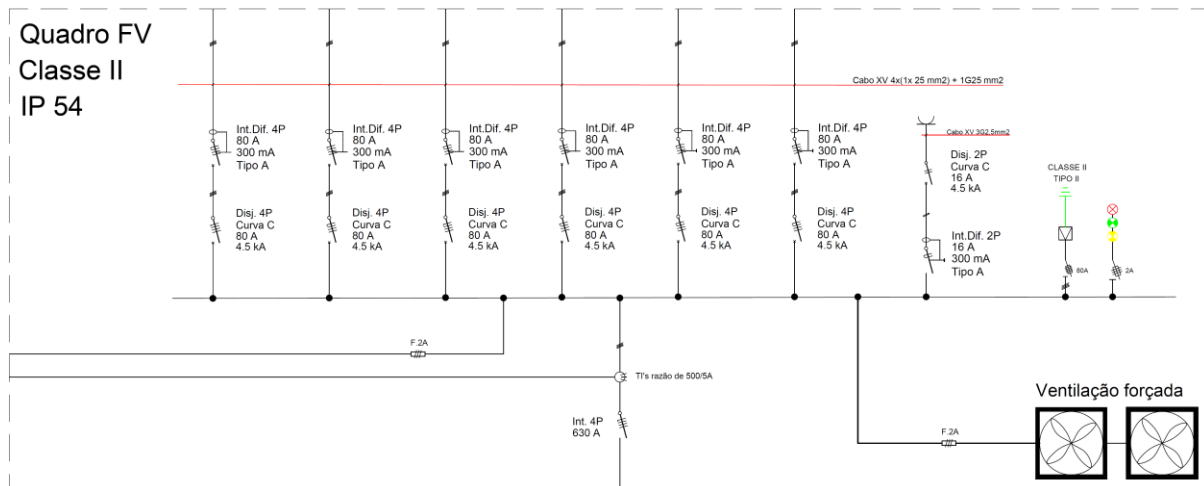


Figura 6.19 - Esquema do quadro fotovoltaico da instalação fotovoltaica

Foram utilizados transformadores de intensidade (TI's) de razão 500/5, que consistem em dispositivos que realizam a redução da corrente elétrica para um valor tolerável e seguro (de 500 A, no lado primário para 5 A, do lado secundário), permitindo assim que os respetivos contadores estejam aptos a realizar a sua leitura sem serem danificados. Note-se também que a contagem é realizada de forma indireta tendo em conta que a potência da instalação é superior a 40 kW.

Na Figura 6.20 é apresentado o esquema do quadro geral de baixa tensão do estudo em questão, evidenciando a proteção anteriormente calculada.

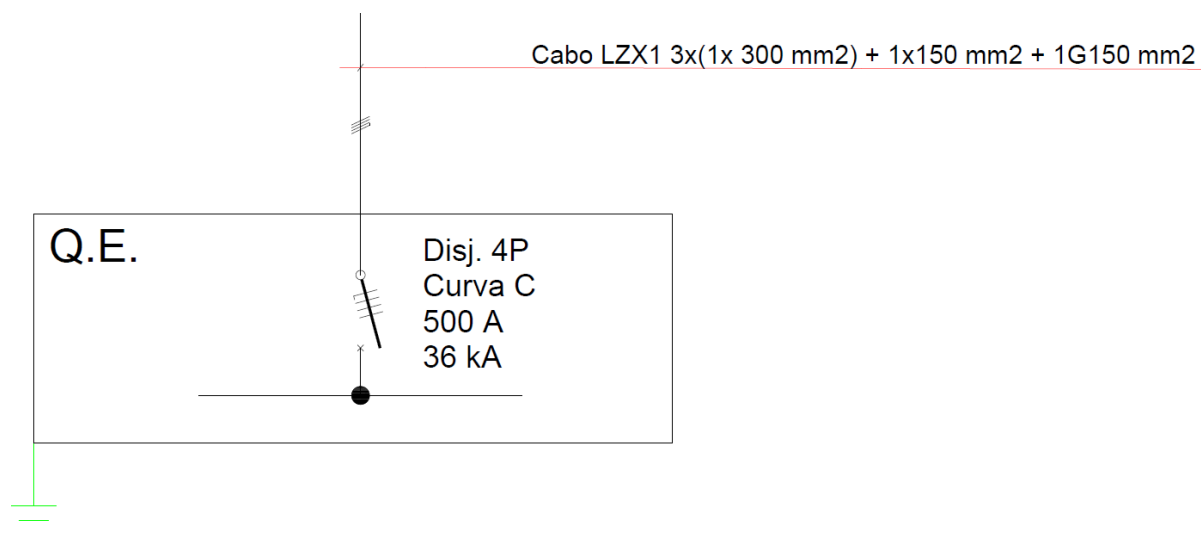


Figura 6.20 - Esquema do quadro geral de baixa tensão da instalação fotovoltaica

Repare-se que o objetivo deste subcapítulo foi o cálculo das proteções relativas à parte fotovoltaica, os cálculos relativos às proteções relativas a tomadas de reserva não foram elaborados, pois não traduz o contexto do relatório.

De forma conclusiva, encontram-se nas Tabelas 6.7 e 6.8 o resumo das cablagens e das proteções nos troços dos inversores ao quadro fotovoltaico e do quadro fotovoltaico ao quadro geral de baixa tensão.

Tabela 6.7 - Resumo da cablagem e das proteções utilizadas entre os inversores e o quadro fotovoltaico

Tipo de corrente	Tensão	Carga	FP	Comprimento de linha	Método de ref ^a	Temperatura ambiente	Alma do condutor	Isolamento
Trifásico	400 V	50 kVA	0,98	10 metros	13-F	30 °C	Cobre	XLPE (XV)
Circuitos	Secção de fase	Secção de neutro	Secção de terra	Corrente de serviço	Iz máx	Queda de tensão	Disjuntor	
1	25 mm ²	25 mm ²	25 mm ²	73,64 A	141 A	0,2907 %	80 A	

Tabela 6.8 - Resumo da cablagem e das proteções utilizadas entre o quadro fotovoltaico e o quadro geral de baixa tensão

Tipo de corrente	Tensão	Carga	FP	Comprimento da linha	Método de ref ^a	Temperatura ambiente	Alma do condutor	Isolamento
Trifásico	400 V	300 kVA	0,98	10 metros	13-F	30 °C	Alumínio	XLPE (XV)
Circuitos	Secção de fase	Secção de neutro	Secção de terra	Corrente de serviço	Iz máx	Queda de tensão	Disjuntor	
1	300 mm ²	150 mm ²	150 mm ²	441,85 A	571 A	0,2279 %	500 A	

Na Figura 6.21 encontra-se representado o esquema unifilar da instalação fotovoltaica em estudo, evidenciando tudo o que foi referido até esta parte do relatório.

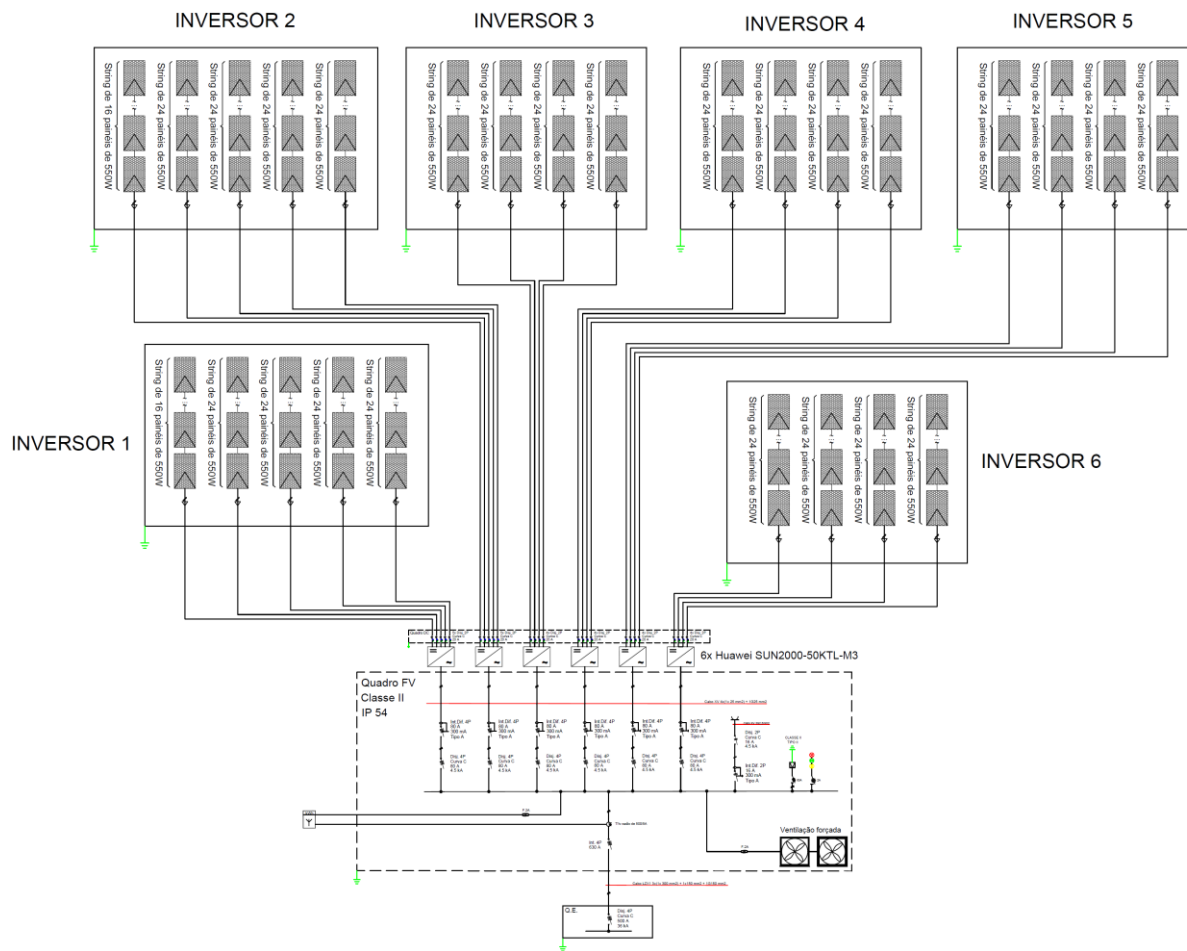


Figura 6.21 - Esquema unifilar da instalação fotovoltaica

Apesar de esta instalação possuir uma potência instalada de 300 kWn, para evitar custos adicionais optou-se por definir no registo o valor da potência máxima de injeção à RESP como 250 kWn, evitando assim a instalação de uma proteção homopolar.

6.1.4 Monitorização da instalação fotovoltaica

No âmbito da monitorização do sistema fotovoltaico, foram instalados dois equipamentos fundamentais para a realização do controlo e da supervisão da instalação. Foi instalado um *Huawei SmartLogger* 3000A, responsável pela recolha, gestão e transmissão de dados provenientes dos inversores, permitindo o acompanhamento em tempo real do desempenho do sistema fotovoltaico, bem como um medidor de energia *Algodue*, modelo UPM209ENH, que é responsável por assegurar a medição precisa dos fluxos de energia, tanto do lado da produção como do lado do consumo, possibilitando assim a análise detalhada dos perfis de autoconsumo, injeção na rede e da eficiência energética.

Conciliando estes dois dispositivos é permitido a garantia de uma gestão otimizada da instalação, facilitando assim a deteção de anomalias, a análise do

rendimento do sistema fotovoltaico e a implementação de estratégias de operação mais eficientes.

A monitorização da instalação é realizada através da plataforma *FusionSolar*, disponibilizada pela *Huawei*, permitindo uma gestão em tempo real dos dados de produção, consumo e desempenho dos inversores. Na Figura 6.22 é possível observar a monitorização do sistema fotovoltaico através da aplicação web *FusionSolar*.

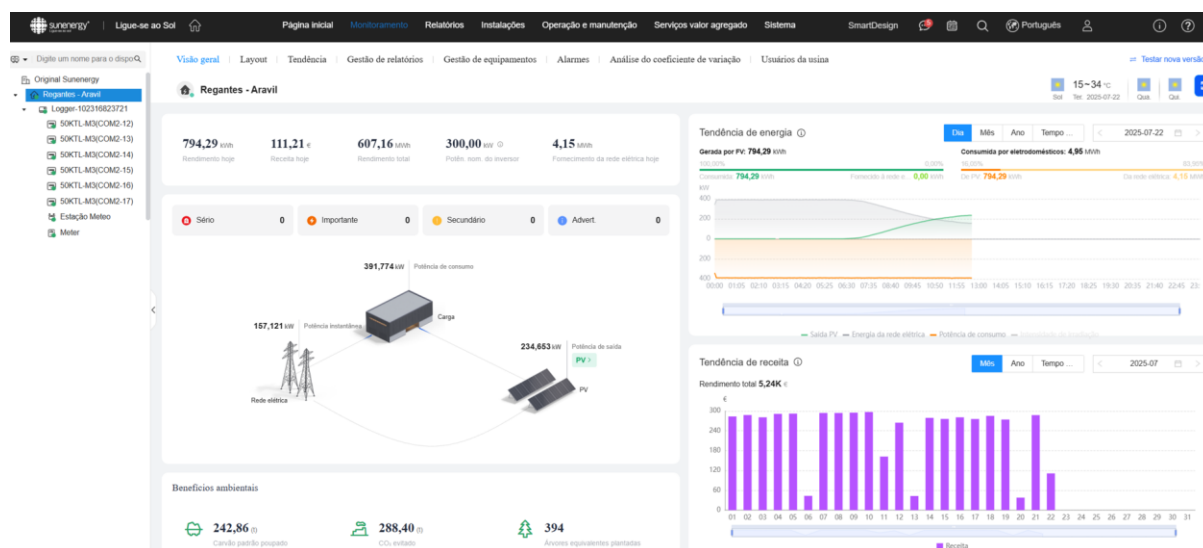


Figura 6.22 - Página inicial da monitorização do sistema fotovoltaico

Esta plataforma é essencial para garantir a operacionalidade, segurança e rentabilidade do sistema fotovoltaico.

Na Figura 6.22 pode-se verificar uma visão geral da instalação “Regantes – Aravil”, que representa o estudo em causa, onde pode ser comprovado os seguintes indicadores:

- Rendimento diário, onde a instalação gerou, no dia 22 de julho de 2025, pelas 12h30, 794,29 kWh de energia elétrica;
- Receita estimada do dia: 111,21 €, com base na energia gerada e nos preços de venda;
- Rendimento acumulado, onde a energia total gerada até à data é de 607,16 MWh;
- Potência instalada, que reflete a potência nominal do sistema – 300 kW;
- Potência atual fornecida à rede de 4,15 MW, indicando o fornecimento instantâneo à rede elétrica.

Na parte central da *interface* encontra-se um esquema gráfico da circulação de energia, onde pode ser comprovado que a produção fotovoltaica está a gerar uma potência instantânea de 234,653 kW. Como a instalação às 12h30 se encontra a consumir 391,774 kW de potência, então a rede encontra-se a fornecer a restante potência necessária a satisfazer os consumos da instalação (157,121 kW).

Também é disponibilizada uma plataforma que apresenta os benefícios ambientais acumulados, nomeadamente:

- 242,86 toneladas de carvão poupado;
- 288,40 toneladas de emissões de CO₂ evitadas;
- 394 árvores equivalentes plantadas.

No painel lateral é ainda possível consultar fatores como a tendência de energia, que apresenta a evolução da produção, consumo e injeção na rede ao longo do dia, do mês ou do ano. Nas Figuras 6.23, 6.24 e 6.25 é possível verificar a monitorização diária, mensal e anual, respetivamente, do sistema fotovoltaico.



Figura 6.23 - Tendência diária de produção e consumo fotovoltaico

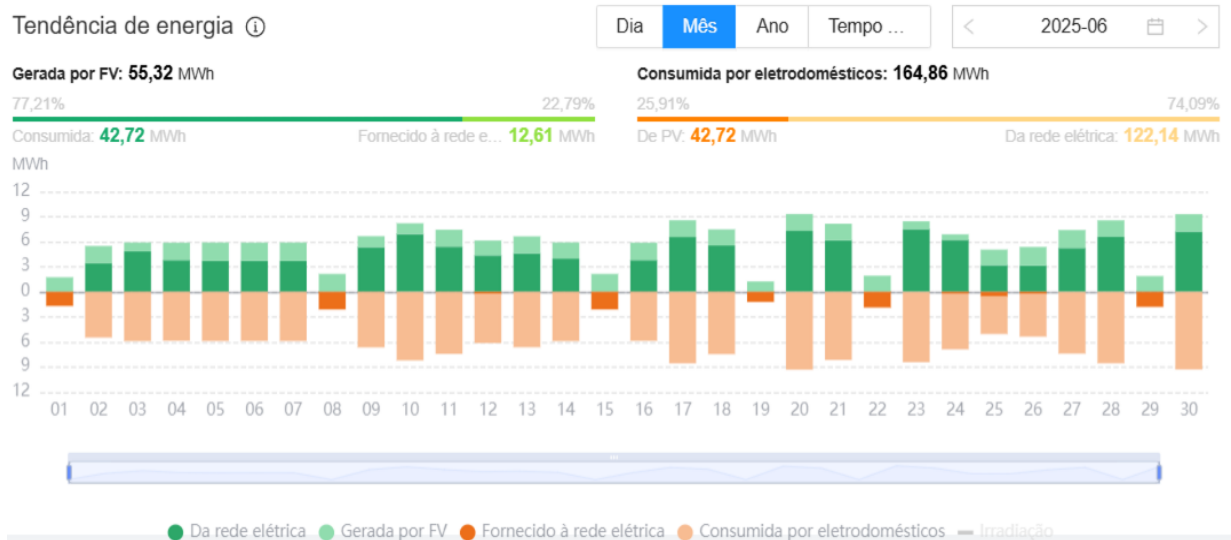


Figura 6.24 - Tendência relativa ao mês de junho de produção e consumo fotovoltaico



Figura 6.25 - Tendência anual do ano de 2025 de produção e consumo fotovoltaico

Neste mesmo painel lateral é possível ainda consultar a tendência de receita, visualizando assim a evolução diária da receita estimada associada à energia produzida.

É importante também realçar o separador denominado de “Gestão de Equipamentos”, que permite ao utilizador aceder a uma lista detalhada de todos os equipamentos instalados no sistema fotovoltaico, tais como, inversores, medidores de energia – *meter*, estações meteorológicas e dispositivos de comunicação.

Assim, neste separador é possível:

- Visualizar o estado de funcionamento de cada equipamento, com a indicação de alarmes ou de anomalias no sistema fotovoltaico;
- Visualização dos aparelhos elétricos em tempo real, como tensões, correntes, potências e eficiência de conversão dos inversores;
- Consulta de informações técnicas de cada equipamento (modelo, número de série, *firmware*);
- Realização de comandos remotos, como reinicializações, atualizações de *firmware* ou alteração de configurações;
- Agrupamento de equipamentos por *string* ou por inversor, facilitando assim a sua gestão e manutenção.

Na Figura 6.26 encontra-se representado o separador “Gestão de Equipamentos” de acordo com a instalação fotovoltaica em causa, na plataforma da *FusionSolar*.

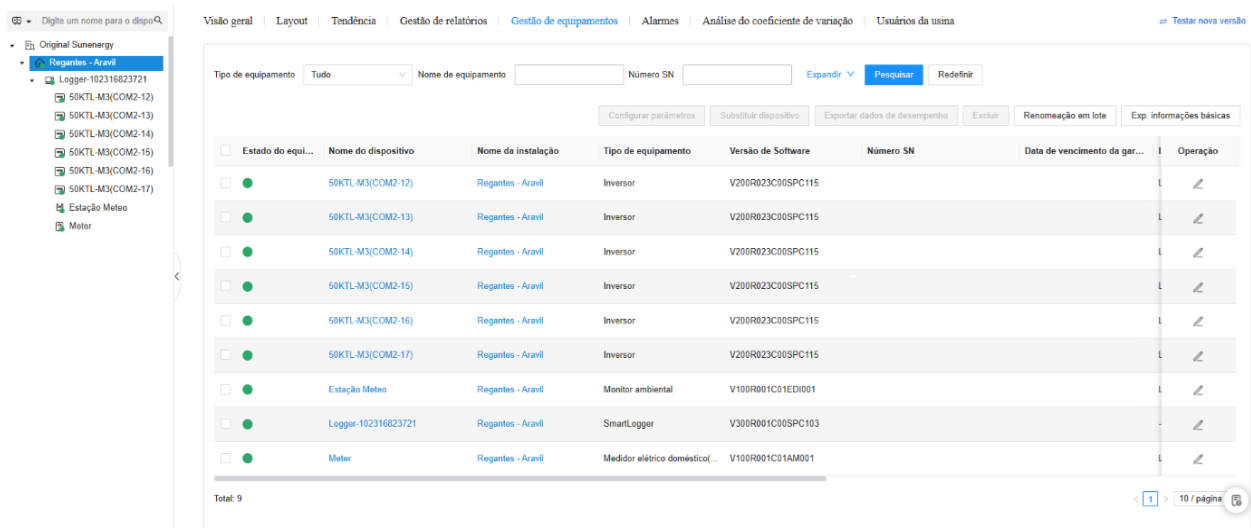


Figura 6.26 - Gestão de equipamentos do sistema fotovoltaico através da plataforma *FusionSolar*

De forma conclusiva a monitorização do sistema fotovoltaico, realizada através da plataforma *FusionSolar*, revela-se como uma ferramenta essencial para garantir o bom desempenho da instalação.

6.1.5 Tipo de estrutura utilizada

A estrutura para este tipo de sistema é diferente das estruturas abordadas ao longo do relatório, isto porque a estrutura em causa terá de ser adaptada à água, de modo a suportar os painéis fotovoltaicos no lago.

De modo a satisfazer as necessidades da instalação fotovoltaica foi aplicada uma estrutura flutuante avançada para integrações fotovoltaicas em água – *Floating Solar System BC-008F* desenvolvida por *FOST Solar (Bosch Xiamen)*.

Este tipo de estrutura possui algumas características como, o material principal ser flutuador em polietileno de alta densidade, com suporte de módulo em alumínio e fixado por um sistema de passagem entre os módulos. A estrutura - *Floating Solar System BC-008F* - é projetada para módulos fotovoltaicos que possuam uma potência de pico até 600 W, incluindo versões monofaciais ou bifaciais.

No estudo realizado, este tipo de estrutura combina maior robustez mecânica, durabilidade e desempenho, constituindo uma solução viável e eficiente para projetos fotovoltaicos flutuantes em meios aquáticos. Relativamente à montagem da estrutura, primeiramente existe uma preparação do local e do material, onde o material é descarregado junto ao local do lago e são organizados os componentes por zonas de pré-montagem de forma a que o respetivo processo de montagem se torne mais eficiente. O material em causa será apresentado de seguida:

1. Estrutura de suporte dos painéis: trata-se de uma estrutura projetada para assegurar o posicionamento adequado dos módulos fotovoltaicos, garantindo um ângulo de inclinação otimizado para maximizar a captação de radiação solar. Este suporte permite o ajuste do comprimento das filas de painéis, tanto na parte frontal como na parte traseira (Figura 6.27), adaptando-se assim às dimensões específicas dos módulos instalados. O ângulo de inclinação poderá

variar de 5° a 15°, permitindo assim o ajuste do sistema às condições de latitude e de radiação solar.



Figura 6.27 – Estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos [94]

2. Flutuadores: constituem o elemento essencial deste tipo de estrutura, garantindo a sustentação de toda a estrutura dos módulos fotovoltaicos sobre a superfície da água no lago. Os flutuadores são fabricados em polietileno de alta densidade, oferecendo elevada resistência mecânica, durabilidade e excelente comportamento frente à exposição prolongada à radiação e à humidade. Existem dois tipos principais de flutuadores: os flutuadores curtos ou de “curto passadiço” e os flutuadores longos ou de “longo passadiço”. Na Figura 6.28 encontram-se representados estes elementos, bem como a demonstração de um tipo de flutuador auxiliar que permite a circulação de técnicos para a realização de inspeções ou manutenções do sistema fotovoltaico flutuante.



Figura 6.28 - Flutuadores [94]

3. Parafusos e porcas: este conjunto de fixação é constituído por porcas e parafusos (Figura 6.29) concebidos num material resistente à corrosão, tendo em vista a exposição constante em ambiente húmido. Estes materiais permitem a ligação segura entre os flutuadores utilizando as orelhas de ligação existentes em cada unidade. É através deste tipo de materiais que se confere estabilidade e rigidez mecânica ao conjunto, garantindo que as diferentes partes do sistema flutuante se mantêm interligadas mesmo sobre a ação do vento, das ondulações ou das variações dos níveis de água no lago.

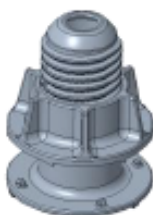


Figura 6.29 - Parafusos e porcas [94]

4. Conector PE: trata-se de um componente importante na conceção do sistema flutuante, sendo este utilizado para realizar a união da estrutura, bem como do alinhamento dos módulos flutuantes na direção S-N. Este equipamento é o principal responsável por estabelecer a ligação entre dois equipamentos flutuantes adjacentes, garantindo assim a orientação ótima dos módulos fotovoltaicos (Figura 6.30).



Figura 6.30 - Conector PE [94]

5. Perfis em aço com disposição em “C”: estes perfis metálicos, que adotam uma geometria em “C” são elementos utilizados para realizar a união entre duas filas de passadiços ou de corredores flutuantes, estabelecendo assim uma ligação robusta no sentido frontal-traseiro do sistema. Na Figura 6.31 encontra-se o tipo de estrutura referida.



Figura 6.31 – Perfis em aço com disposição em C [94]

6. Sistema de fixação: conjunto responsável por assegurar todas as ligações mecânicas entre os diferentes elementos estruturais do sistema fotovoltaico flutuante, permitindo assim: realizar a fixação dos flutuadores aos perfis em aço com disposição em “C”, realizar a união dos perfis em “C” à cremalheira de suporte dos módulos fotovoltaicos, ligar a cremalheira ao carril de guia, que orienta e estabiliza o posicionamento dos módulos e realizar a fixação do carril de guia aos restantes componentes da estrutura. Na Figura 6.32 é apresentada uma vista detalhada destes componentes de ligação.



Figura 6.32 – Sistema de fixação [94]

7. Sistema de ancoragem e de conexão: tem como principal função realizar a fixação e estabilização do sistema fotovoltaico flutuante, garantindo que toda a estrutura se mantém posicionada mesmo perante variações do nível do lago ou perante a ação do vento. Este sistema é dimensionado para estabelecer uma ligação firme entre o conjunto flutuante e pontos específicos no solo, normalmente localizados nas margens do local. Na Figura 6.33 é possível observar um exemplo deste tipo de sistema.

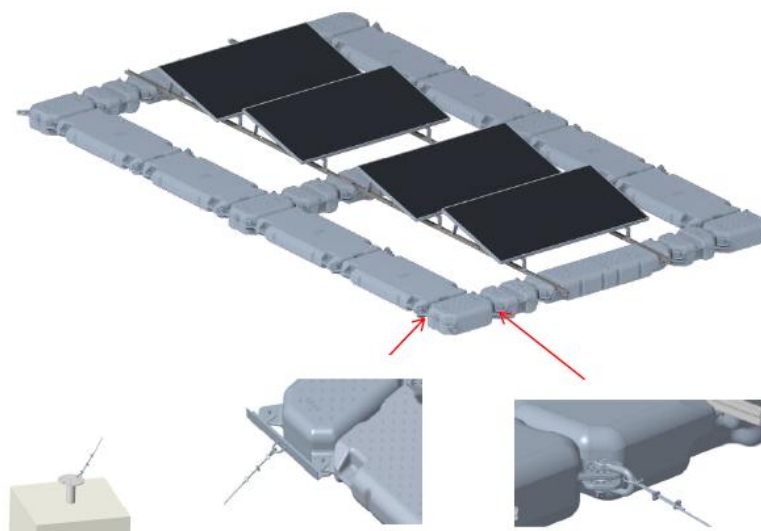


Figura 6.33 – Sistema de ancoragem e conexão [94]

No que diz respeito ao sistema de ancoragem, como já foi referido, este é realizado a partir da zona onde se encontra o sistema fotovoltaico flutuante até terra firme, concretamente até às margens do lago. Com este efeito, nas margens do lago utilizaram-se parafusos de fixação no solo, que funcionam como pontos de ancoragem do sistema.

O processo de ancoragem inicia-se, no respetivo local, com a utilização de um equipamento específico, concebido para introduzir os parafusos no terreno, rodando-os até atingir a profundidade necessária para garantir a resistência mecânica exigida.

Após a cravação, procede-se à escavação de um pequeno buraco à volta do parafuso de fixação, onde serão, posteriormente, soldadas barras de aço ao próprio parafuso, reforçando assim a estrutura de ancoragem.

Finalmente, o poço é preenchido com cimento, conectando-se o cabo de amarração do sistema fotovoltaico ao parafuso de fixação existente no solo, completando assim o sistema de ancoragem.

Na Figura 6.34 é retratado o processo de ancoragem de um sistema fotovoltaico flutuante.



Figura 6.34 - Processo de ancoragem do sistema fotovoltaico flutuante [95]

No presente estudo de caso, o sistema fotovoltaico flutuante apresenta 24 pontos de ancoragem distribuídos pelas margens do lago, onde 7 destes pontos se localizam na zona Norte e outros 7 pontos na zona Sul do lago e 5 pontos de ancoragem se localizam na zona Este e outros 5 pontos na zona Oeste do lago (Figura 6.35).

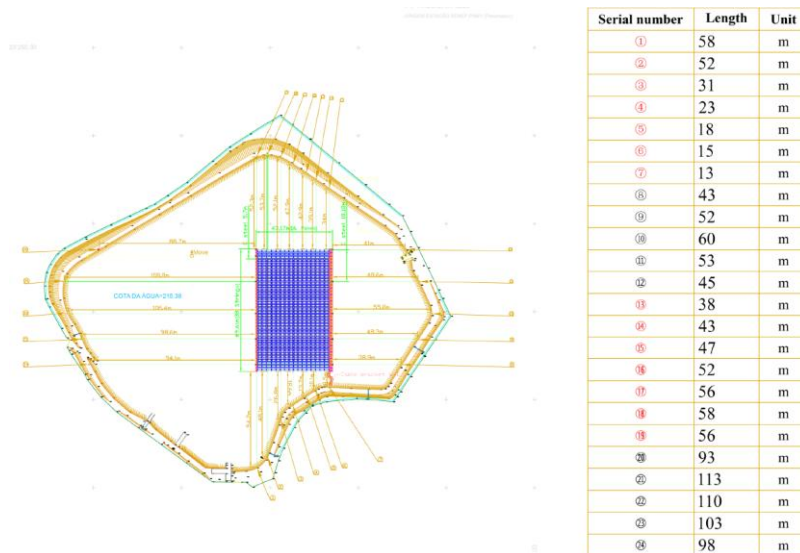


Figura 6.35 - Pontos de ancoragem do sistema fotovoltaico flutuante

8. Suporte da cablagem: elemento da instalação responsável por organizar e fixar os cabos elétricos utilizados nas diversas ligações do sistema fotovoltaico flutuante, nomeadamente os cabos DC provenientes dos módulos fotovoltaicos (Figura 6.36).



Figura 6.36 - Suporte da cablagem [94]

9. Suporte do equipamento: elemento estrutural projetado para permitir a montagem segura dos inversores e das caixas combinadoras, componentes fundamentais na conversão e gestão de energia produzida pelo sistema fotovoltaico flutuante. Este suporte garante não só a fixação mecânica estável dos equipamentos, mas a sua correta elevação e posicionamento (Figura 6.37). Este material não foi utilizado na instalação, devido aos inversores se localizarem numa zona técnica própria, que se encontra fora do sistema flutuante.



Figura 6.37 – Suporte de equipamento [94]

Com o material previamente organizado, inicia-se o processo de montagem do sistema flutuante, que irá constituir a estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos sobre o lago. O primeiro passo consistirá na disposição dos flutuadores de passadiço, alinhando-os na mesma direção, garantindo que todos os orifícios de sopro ficam orientados para Este, onde esta orientação é importante para otimizar a estabilidade.

Após o correto posicionamento dos flutuadores, procede-se à conexão entre os flutuadores que é realizada através de parafusos e porcas do tipo PE, assegurando-se assim uma união firme e estável entre os módulos flutuantes. Este processo encontra-se ilustrado na Figura 6.38.

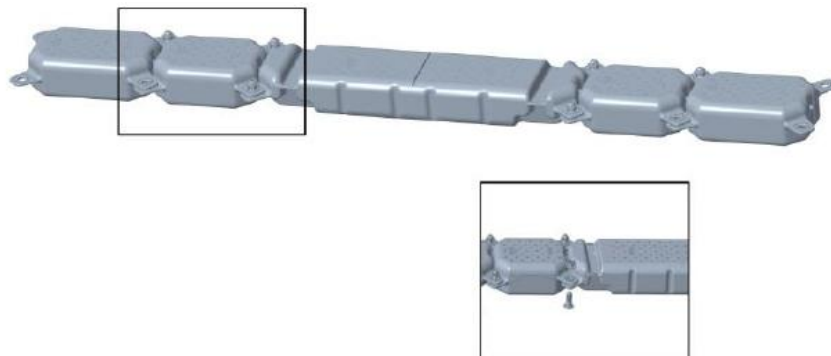


Figura 6.38 – Disposição e alinhamento dos flutuadores [96]

Seguidamente segue-se a instalação do equipamento flutuante, onde é colocado o primeiro flutuador do equipamento, orientando-o de modo a que o seu orifício de sopro fique voltado para Norte, respeitando assim as indicações do fabricante. O processo de fixação envolve o encaixe olhal deste flutuador entre dois flutuadores adjacentes do passadiço, alinhando-se cuidadosamente os olhais sobrepostos. A união entre os mesmos é assegurada com parafusos e porcas PE, como exemplificado na Figura 6.39.

Concluída esta fase, obtém-se o resultado apresentado na Figura 6.40, onde é possível observar o acabamento final do conjunto já interligado.



Figura 6.39 – Ligação entre os flutuadores do passadiço e o flutuador do equipamento [96]

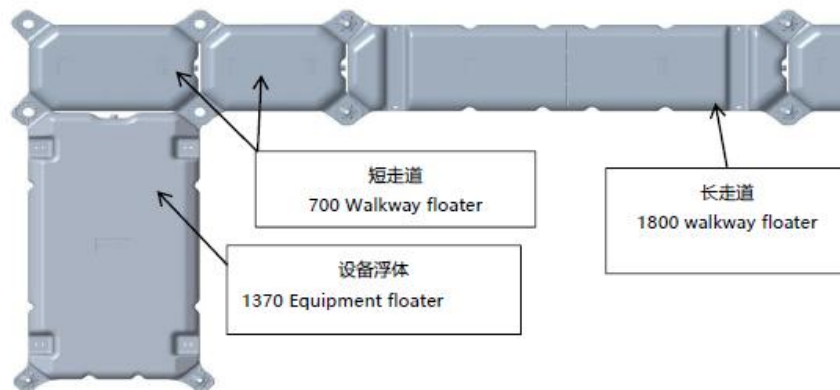


Figura 6.40 - Acabamento final do conjunto [96]

O segundo flutuador de equipamento deve ser ligado ao primeiro flutuador de equipamento conforme demonstrado na Figura 6.41.

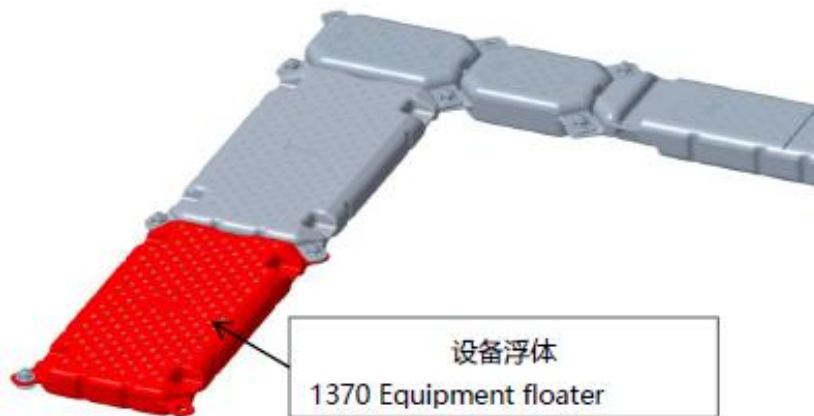


Figura 6.41 - Ligação entre o primeiro e o segundo flutuador [96]

Os processos de conexão anteriormente descritos devem ser realizados várias vezes até ser formada uma pequena matriz, como se encontra evidenciado na Figura 6.42.



Figura 6.42 - Matriz pretendida [96]

Concluída a fase de conexão entre os flutuadores, obtendo-se uma estrutura idêntica à da Figura 6.42, procede-se então à fixação dos perfis metálicos com disposição em “C”. Estes elementos em aço são instalados de forma a ligar

transversalmente os flutuadores de passadiço longos, contribuindo para o reforço estrutural e para a estabilização do sistema fotovoltaico. Posteriormente será neste tipo de estrutura que os módulos fotovoltaicos serão instalados. Este procedimento é exemplificado na Figura 6.43, que ilustra a forma de disposição dos perfis em “C” relativamente aos flutuadores de passadiço longo.

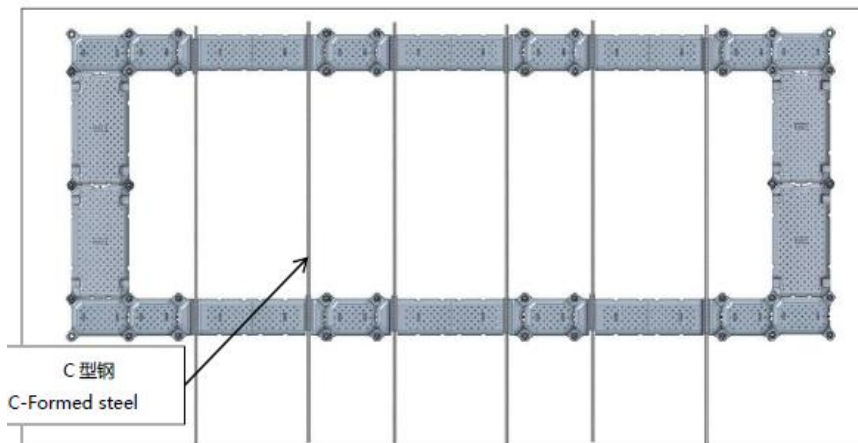


Figura 6.43 – Disposição dos perfis em “C” relativamente aos flutuadores de passadiço longo [96]

As conexões entre os perfis com disposição em “C” e os flutuadores de passadiço longos deverão ser realizadas com os respectivos sistemas de fixação (Figura 6.44).

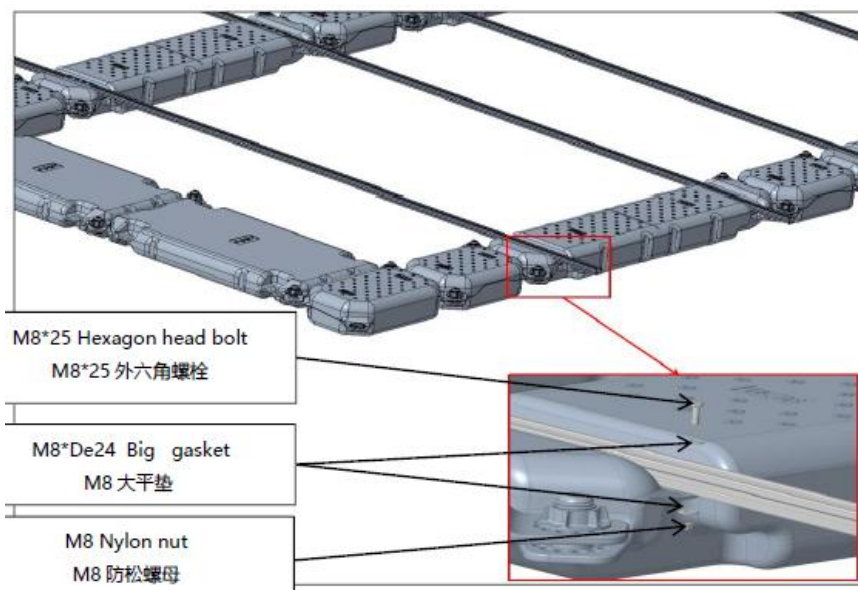


Figura 6.44 - Conexão entre o perfil com disposição em “C” e o flutuador de passadiço longo [96]

Na ligação entre dois perfis com disposição em “C” deverá ser utilizado um conector com disposição em “C” entre os dois perfis, estabelecendo a respetiva conexão com o sistema de fixação apropriado. Na Figura 6.45 encontram-se as localizações das zonas onde se colocará o conector com disposição em “C”. Por sua vez, na Figura 6.46 encontra-se a ligação realizada entre os dois perfis com disposição em “C” auxiliada pelo conector com disposição em “C” e os respetivos sistemas de fixação.

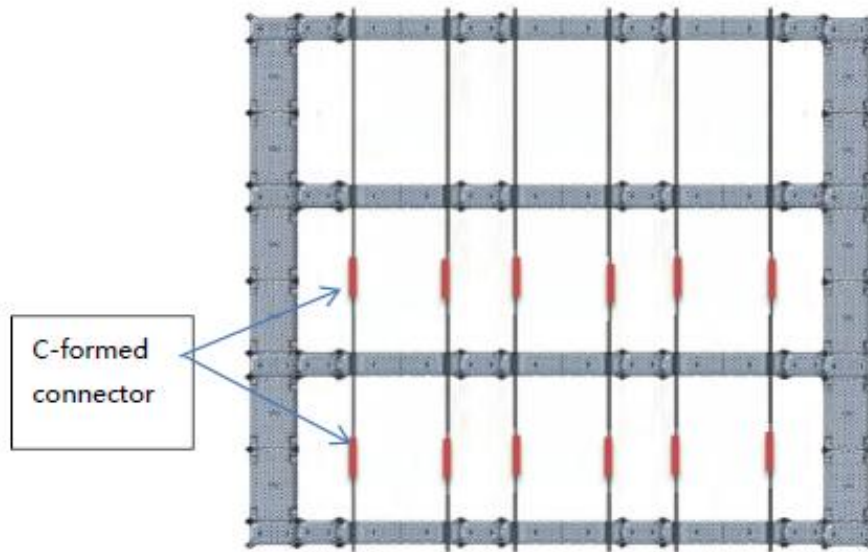


Figura 6.45 – Zonas de ligação entre os perfis com disposição em “C” [96]

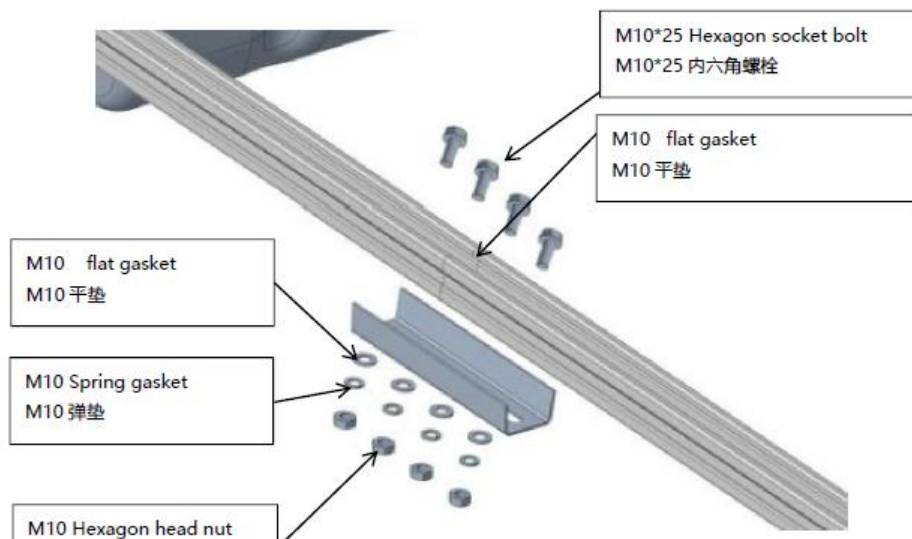


Figura 6.46 – Conexão entre dois perfis com disposição em “C” [96]

Concluída esta fase de montagem, avança-se então para a respetiva instalação dos módulos fotovoltaicos. Assim, é realizada a fixação dos suportes frontais e traseiros (Figura 6.27), que irão garantir o ângulo de inclinação ótimo aos painéis fotovoltaicos. Para este efeito são utilizados sistemas específicos de suporte de painéis como se ilustra na Figura 6.47.

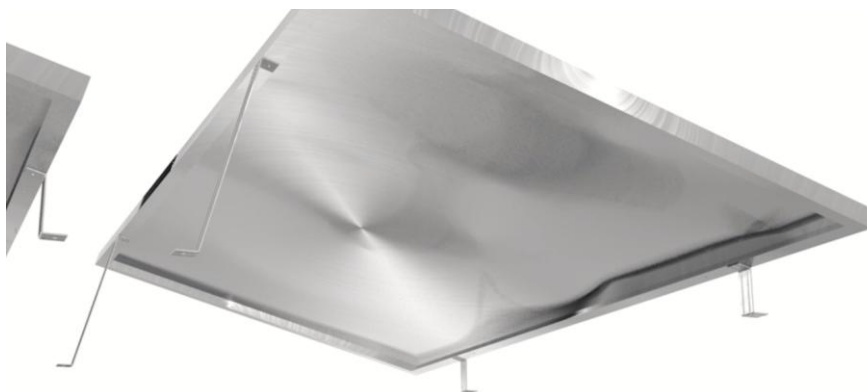


Figura 6.47 – Sistema de suporte dos painéis fotovoltaicos [96]

Seguidamente, realiza-se a fixação dos módulos fotovoltaicos aos suportes recorrendo aos sistemas de fixação próprios. Na Figura 6.48 encontra-se a conexão entre a parte de cima do sistema de suporte e o painel fotovoltaico, enquanto que na Figura 6.49 encontra-se a conexão entre a parte de baixo do suporte e o perfil em disposição de “C”.

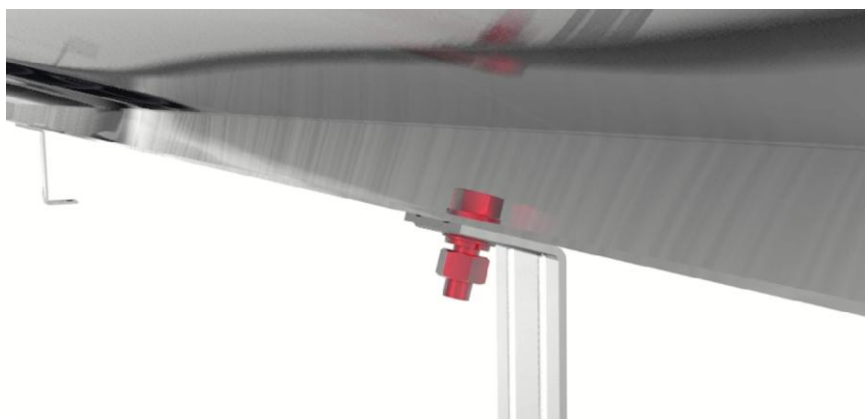


Figura 6.48 – Conexão entre a parte superior do sistema de suporte e o painel fotovoltaico [96]

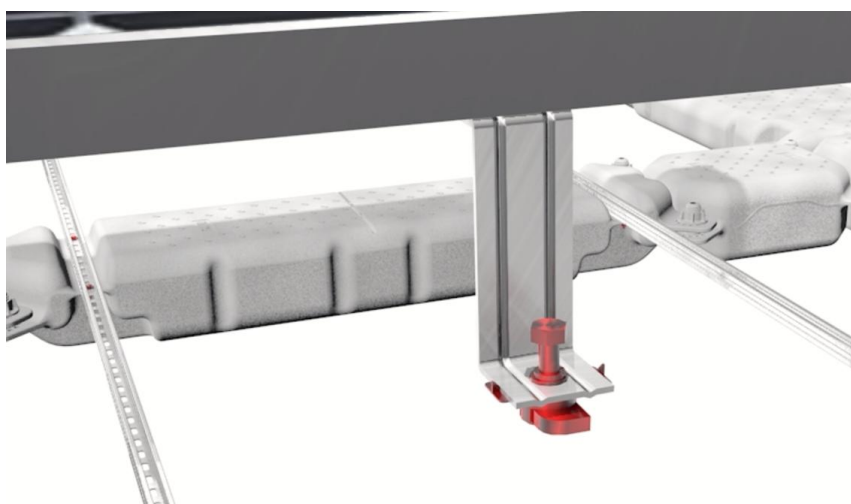


Figura 6.49 - Conexão entre a parte inferior do sistema de suporte e o perfil em disposição de “C” [96]

Finalizadas todas as conexões estruturais e assegurada a correta fixação de todos os componentes vistos até esta etapa, o sistema encontra-se apto para realizar

a instalação dos módulos fotovoltaicos com os suportes instalados nos perfis com disposição em “C”, de acordo com a Figura 6.50.

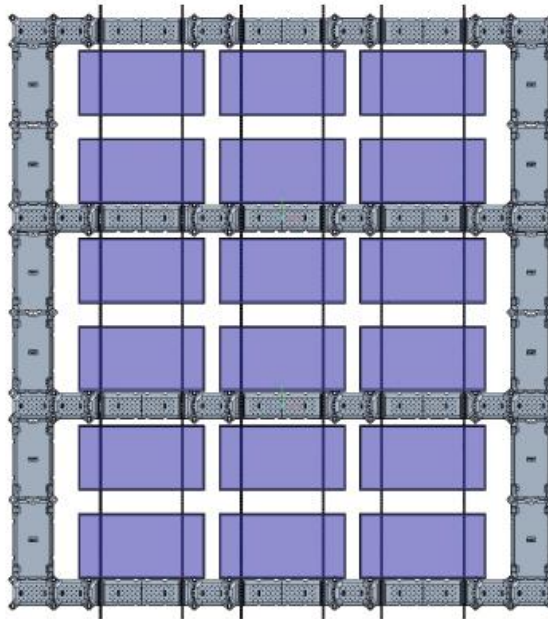


Figura 6.50 - Fixação dos módulos fotovoltaicos com os perfis com disposição em “C” [96]

Seguidamente, procede-se à instalação dos pontos de ancoragem do sistema, sendo esta etapa fundamental para assegurar a segurança e a estabilidade do sistema. Estes pontos de ancoragem devem ser fixados tanto nos flutuadores curtos de passadiço, como evidenciado na Figura 6.51, como nos flutuadores longos de passadiço, como ilustrado na Figura 6.52.

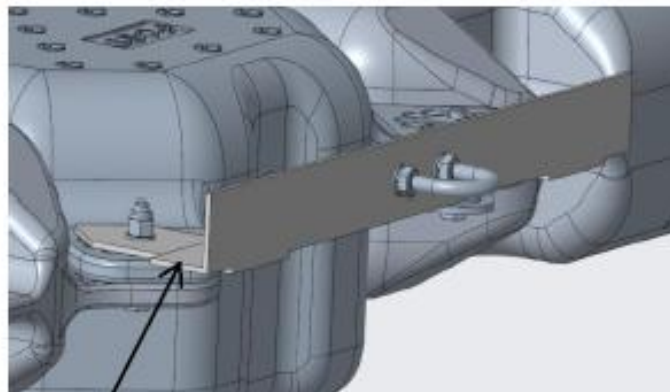


Figura 6.51 – Instalação do ponto de ancoragem nos flutuadores de curto passadiço [96]

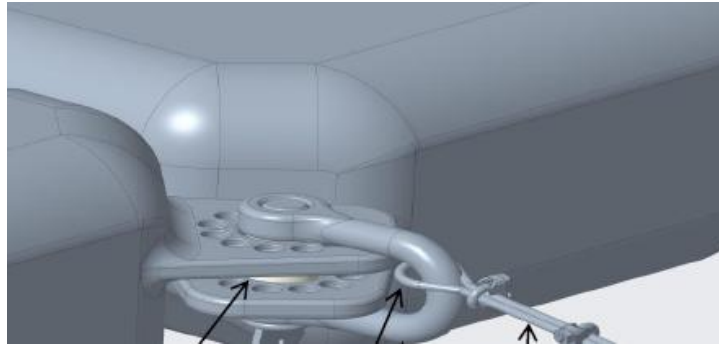


Figura 6.52 - Instalação do ponto de ancoragem nos flutuadores de longo passadiço [96]

Por fim, procede-se à montagem de suporte de cabos na direção Norte-Sul, os quais são de menor comprimento e são instalados nos flutuadores verticais do equipamento onde estão montados os módulos fotovoltaicos (Figura 6.53). Adicionalmente também é instalado um suporte de cabos na direção Este-Oeste, que assegura a correta orientação e fixação dos cabos transversais à estruturais principal. Este tipo de suporte é aplicado num flutuador com dois suportes de cabos (Figura 6.54).



Figura 6.53 - Suporte de cabos Norte-Sul [96]



Figura 6.54 - Suporte de cabos Este-Oeste [96]

De forma conclusiva, a montagem da estrutura flutuante deverá assemelhar-se ao esquemático representado na Figura 6.55, o que na implementação prática real correspondeu ao que se encontra representado na Figura 6.56.

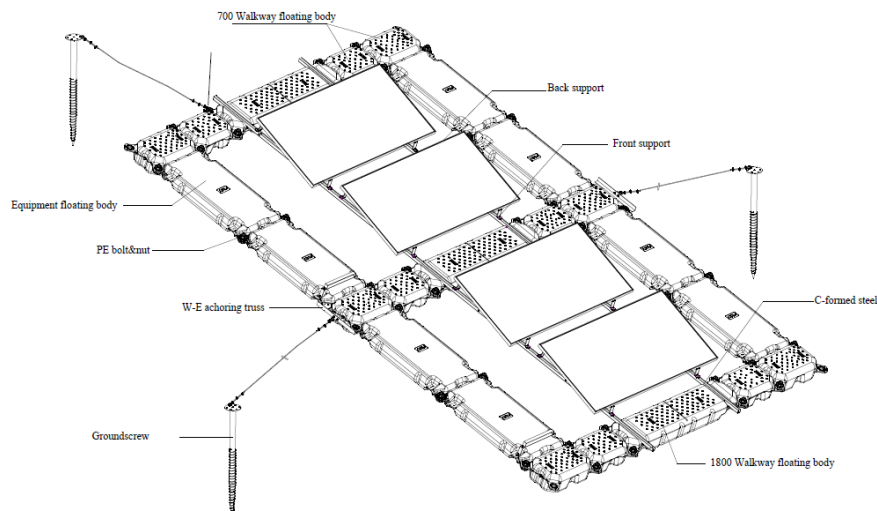


Figura 6.55 - Esquemático da estrutura flutuante do sistema fotovoltaico [96]



Figura 6.56 – Implementação real da instalação fotovoltaica

Como se verificou logo na introdução deste estudo de caso a zona técnica localiza-se num edifício situado nas redondezas do lago, responsável pela alocação de todo o equipamento técnico da instalação. Na Figura 6.57 encontra-se representada a zona técnica relativa à instalação fotovoltaica estudada, onde podem ser observados os 6 inversores de 50 kWn, o quadro fotovoltaico, o contador e o *smartlogger*. Por sua vez, o quadro geral de baixa tensão encontra-se alocado também neste edifício.



Figura 6.57 - Implementação da zona técnica

6.1.6 Comparação da simulação com a realidade

De modo a uma melhor perceção do rendimento do sistema fotovoltaico, foram comparados os valores estipulados na simulação no *software* PVsol com os valores retirados da monitorização da *FusionSolar*.

Os dados simulados utilizados nas diferentes comparações foram retirados do respetivo PVsol, enquanto que, por sua vez, os dados reais utilizados nas diferentes comparações foram retirados da plataforma de monitorização da *Huawei*, *FusionSolar*. A análise realizada teve a duração de um ano civil.

Na Figura 6.58 encontra-se a comparação anual entre os valores de consumo estimados e os valores de consumo reais da instalação fotovoltaica.

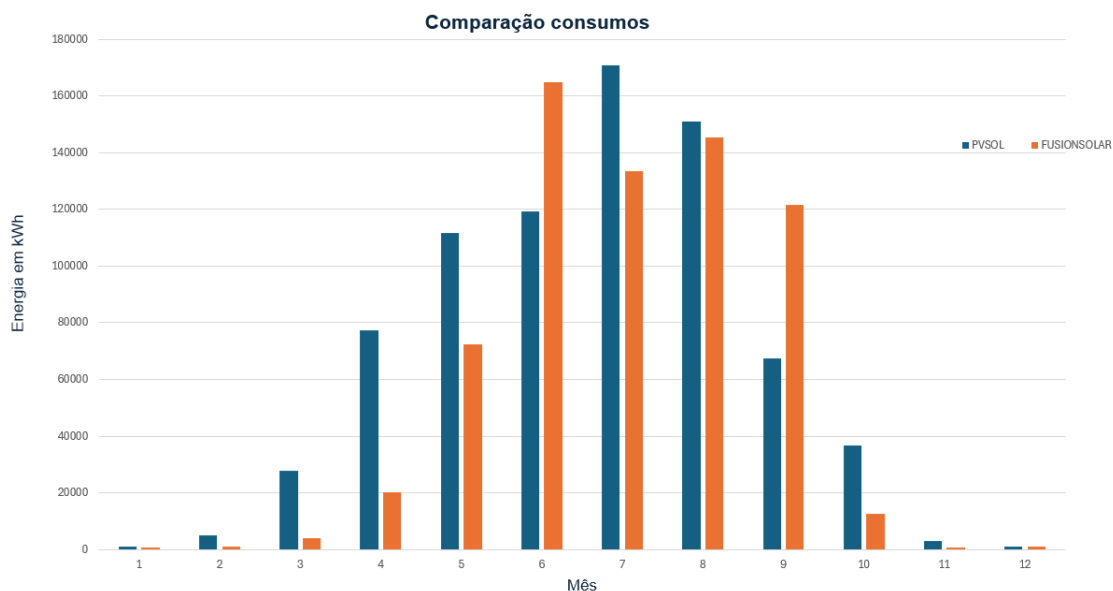


Figura 6.58 – Comparação anual dos consumos simulados e reais da instalação

Como se pode observar relativamente aos consumos o padrão de comportamento é mais ou menos semelhante, apresentando divergências mais consideráveis nos meses de abril e de setembro. As divergências apresentadas podem ter diversas causas, entre as quais:

- O consumo medido pelo contador na instalação tem picos, variações sazonais, dias com feriados ou eventos, os quais não são tidos em conta na simulação;
- O PVsol utiliza perfis típicos (residencial, industrial ou comercial), onde se o consumo real tiver horários muito diferentes destes perfis típicos a simulação poderá divergir;
- O PVsol também trabalha com dados meteorológicos médios, enquanto na realidade o ano pode ter mais ou menos radiação, afetando assim a energia gerada e por consequência a forma como o consumo é coberto.

Na Figura 6.59 encontra-se a comparação anual entre os valores simulados e os valores reais do sistema fotovoltaico implementado na ARBI, em relação à energia gerada pelos módulos fotovoltaicos.

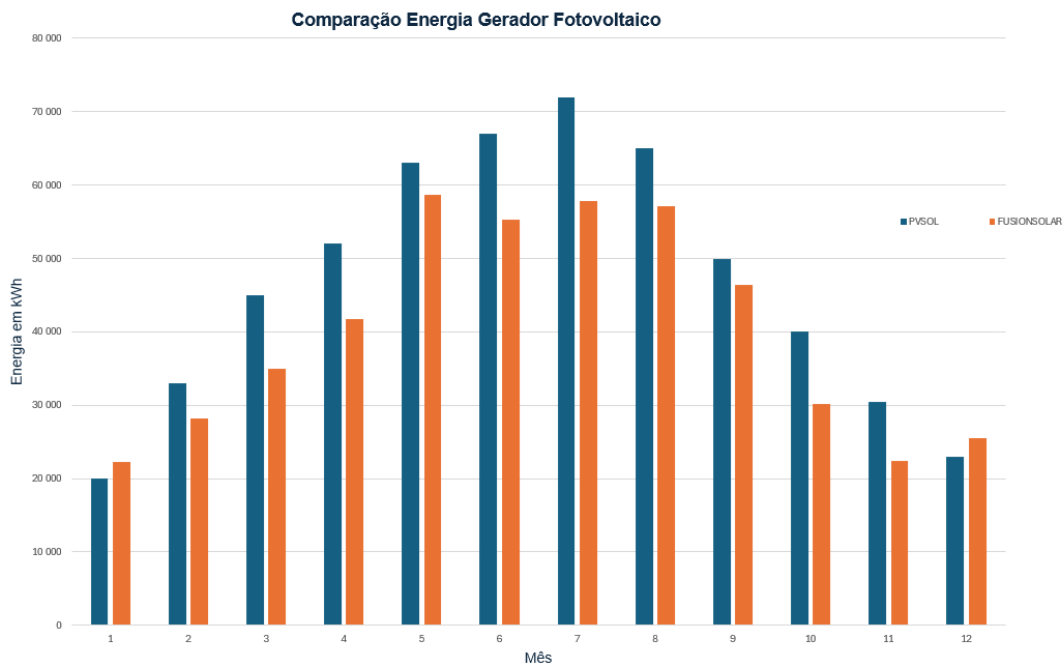


Figura 6.59 – Comparação anual da energia do gerador fotovoltaico simulada e real

Relativamente à energia gerada a nível fotovoltaico, verifica-se que existe um comportamento idêntico a nível real e simulado. No entanto, a divergência poderá dever-se ao que foi referido anteriormente, assim como o facto de o clima real ser diferente do clima médio utilizado na simulação, como as perdas reais serem diferentes das perdas teoricamente assumidas em simulação.

Na Figura 6.60 encontra-se a comparação anual entre os valores simulados e os valores reais do sistema fotovoltaico implementado na ARBI, em relação ao autoconsumo realizado.

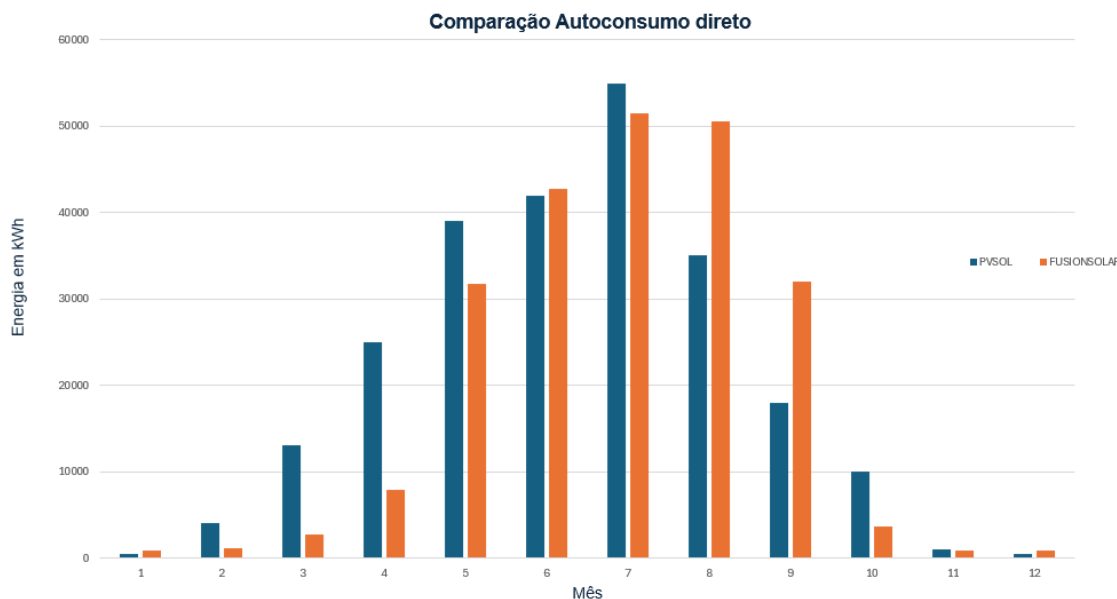


Figura 6.60 - Comparação anual do autoconsumo simulado e real

Na Figura 6.61 encontra-se a comparação anual entre os valores simulados e os valores reais do sistema fotovoltaico implementado na ARBI, em relação à injeção realizada na rede elétrica.

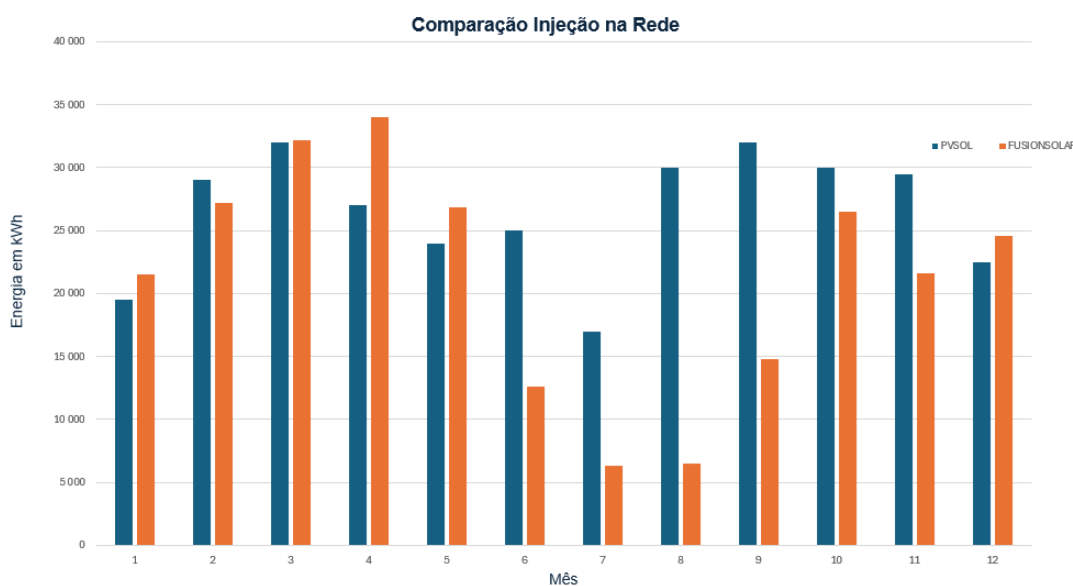


Figura 6.61 - Comparação anual da injeção realizada na rede simulada e real

Relativamente ao autoconsumo e à injeção realizada, há semelhança com os casos anteriores verifica-se um padrão de comportamento semelhante. No entanto, com uma divergência de valores espectável. Estas variáveis dependem do casamento horário entre o consumo e a produção, do tempo meteorológico diário e do comportamento do local, isto é, cargas ligadas ou desligadas sendo estas variáveis divergentes da simulação para a realidade da instalação pelos fatores anteriormente referidos.

Conclui-se, com estas comparações realizadas, que *softwares* de simulação fotovoltaica como o PVSol são boas ferramentas para projetar, dimensionar e estimar

a viabilidade do sistema fotovoltaico, permitindo ter uma ideia do fluxo energético esperado.

6.2 Sistema fotovoltaico tipo *carpark*

O segundo estudo de caso foca-se sobre a análise e o dimensionamento de um sistema fotovoltaico instalado sobre uma estrutura do tipo *carpark*, isto é, uma estrutura utilizada na cobertura para um estacionamento equipada com módulos fotovoltaicos. Esta solução reflete a diversidade de aplicações exploradas ao longo do estágio, destacando-se pela sua dupla funcionalidade: além da capacidade de se realizar produção de energia elétrica, oferecer sombreamento e proteção dos veículos estacionados.

6.2.1 Descrição da instalação

Como segundo estudo de caso foi escolhido um sistema fotovoltaico instalado num *carpark* proposto para o restaurante da Meta dos Leitões (Casa da Sarmento, S.A), localizado no distrito de Aveiro, no concelho da Mealhada, conhecido por ser um ícone gastronómico da zona da Bairrada.

No restaurante existe um parque de estacionamento reservado aos clientes, onde o requerente solicitou a instalação de um sistema fotovoltaico, para posterior produção fotovoltaica para utilização em regime de autoconsumo, optando pela não injeção de corrente elétrica na RESP. O facto de se ter utilizado a cobertura do parque de estacionamento para posterior implementação do sistema fotovoltaico permitiu uma diversidade de vantagens, tais como:

- Aproveitamento da área destinada ao estacionamento para geração de energia, sem necessidade de ocupar terrenos adicionais;
- Proteção dos veículos face ao calor excessivo, chuva ou granizo;
- Redução da dificuldade de instalação de carregadores para veículos elétricos alimentados diretamente pela energia fotovoltaica gerada no local.

Na Figura 6.62 é possível observar o local onde ocorrerá a implementação do sistema fotovoltaico, de duas perspetivas diferentes.



Figura 6.62 – Localização da instalação Meta dos Leitões

É possível observar pela Figura 6.62 que já existia uma cobertura sobre o parque de estacionamento reservado aos clientes do restaurante. A ideia seria a substituição deste tipo de estrutura para posterior instalação de uma estrutura específica que permita a instalação dos módulos fotovoltaicos com a inclinação necessária à maximização do seu rendimento.

Na Figura 6.63, há semelhança do que foi realizado para o estudo de caso anterior, foram representadas as localizações da zona técnica e da zona onde ocorrerá a implementação dos painéis fotovoltaicos.



Figura 6.63 - Localização da zona técnica e da zona de implementação do sistema fotovoltaico

Mais detalhadamente é possível verificar na Figura 6.64 a localização da zona técnica da instalação fotovoltaica, situada perto da localização da instalação debaixo de um telheiro, protegida da chuva e do vento.



Figura 6.64 - Localização da zona técnica da instalação

6.2.2 Simulação e dimensionamento no software PVSol

Antes da implementação real da instalação fotovoltaica realizou-se uma simulação da instalação no *software* PVSol, de modo a que seja possível ter uma ideia de diversos parâmetros, como o rendimento do sistema, a percentagem de autoconsumo ou a percentagem de autonomia da rede elétrica, compreendendo assim a viabilidade do projeto.

No *software* PVSol, de uma forma idêntica ao que foi elaborado face ao estudo de caso anterior, procedeu-se ao respetivo preenchimento dos campos, onde na Figura 6.65 foram preenchidos os dados relativos ao cliente. Na Figura 6.66 foram preenchidos os dados relativos ao tipo de sistema pretendido, onde neste estudo de caso, o cliente pretendeu um sistema conectado à rede com consumo, não possuindo qualquer tipo de solução de armazenamento. Por último na Figura 6.67 identificou-se via satélite o local da implementação do sistema fotovoltaico.

Project Data	
Offer Number	01
Project Designer	Paulino Oliveira
Start of Operation	23/03/2022
Project Name	Meta dos Leitões
Project Image	
Project Description	Sistema de Autoconsumo Instantâneo
Address of Installation	N1 km 234, 3050-382 Mealhada

Customer Details

Customer Number	
Contact person	
Company	Casa de Sarmento, S.A.
Phone	
Fax	
E-Mail	
Address	N1 km 234, 3050-382 Mealhada

Figura 6.65 - Preenchimento dos dados do cliente no software PVSol



Figura 6.66 - Preenchimento do tipo de sistema no software PVSol

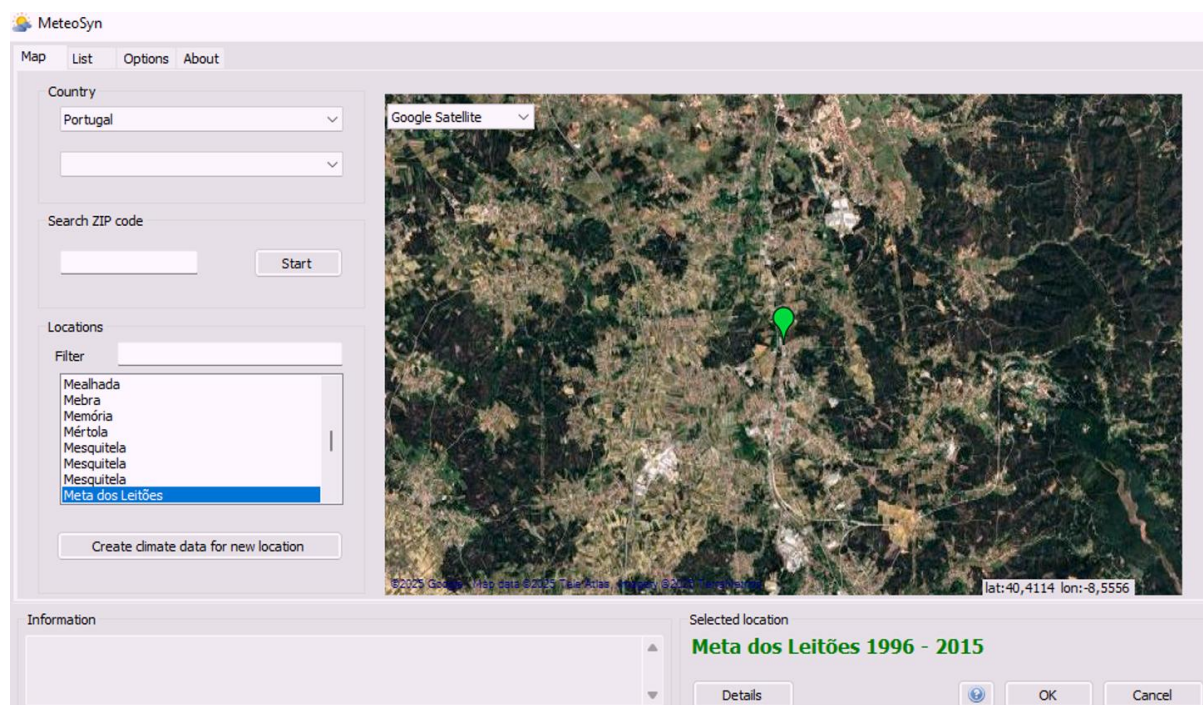


Figura 6.67 - Preenchimento da localização da instalação no software PVSol

Como já foi abordado ao longo do relatório, para realizar a simulação do sistema fotovoltaico é necessário possuir faturas da parte do cliente de modo a se conseguir traçar um perfil de consumos. Assim, o cliente forneceu uma série de faturas relativas a cada mês do ano, de modo a ser possível estimar um consumo médio global.

Assim, na Tabela 6.9 reuniram-se informações importantes relativas ao tipo de instalação, ao valor da potência contratada, ao tipo de tarifa, ao nível de tensão, ao ciclo horário e ao tipo de fornecedor da energia.

Tabela 6.9 – Dados relevantes da fatura

Tipo de instalação:	Trifásica
Potência contratada [kVA]:	292,95
Tarifa:	Tetra-horária
Nível de Tensão:	Média tensão
Ciclo horário:	Ciclo semanal com feriados
Fornecedor:	EDP comercial

Como as faturas disponibilizadas pelo cliente apresentam tarifas tetra-horárias ter-se-á de ter em conta a quantidade de energia em quatro períodos diferentes, entre os quais:

- Super Vazio (SV);
- Vazio Normal (VN);
- Ponta (P);
- Cheias (C).

Os valores relativos à quantidade de energia nos períodos mencionados foram organizados nas Tabelas 6.10 e 6.11, em kWh, sendo posteriormente para cada mês calculado o valor total. Os valores totais da quantidade de energia mensal calculado, resultante da soma de cada valor de quantidade de energia mensal relativo a cada período, será posteriormente utilizado para construir o diagrama de consumos.

Tabela 6.10 - Organização dos valores dos períodos SV, VN, P e C nos meses de janeiro a junho, em kWh

Mês:	1	2	3	4	5	6
SV:	5091,651	4950,462	4402,078	4290,996	4297,005	4226,955
VN:	12288,341	10495,334	8809,156	8542,222	10349,984	12907,779
P:	7366,399	6105,516	5613,924	4758,825	3252,023	3746,369
C:	17863,488	15881,851	14195,921	14022,807	16466,012	18317,663
Total:	42609,789	37433,163	33021,079	31614,85	34365,024	39198,766

Tabela 6.11 - Organização dos valores dos períodos SV, VN, P e C nos meses de julho a dezembro, em kWh

Mês:	7	8	9	10	11	12
SV:	4380,061	5045,529	6671,665	5267,681	3758,626	4401,076
VN:	13314,741	15722,993	17492,944	15512,039	11492,707	13786,64
P:	3951,51	4595,964	6480,783	4930,197	3244,517	6269,059
C:	20736,998	25797,29	36225,879	25309,279	15687,467	16295,393
Total:	42383,31	51161,776	66871,271	51019,196	34183,317	40752,168

Obtendo as quantidades de energia mensais totais, foi elaborado um gráfico que estabelece a relação da quantidade de energia mensal com o respectivo mês, representado na Figura 6.68, que corresponde ao diagrama de consumos do restaurante Meta dos Leitões.

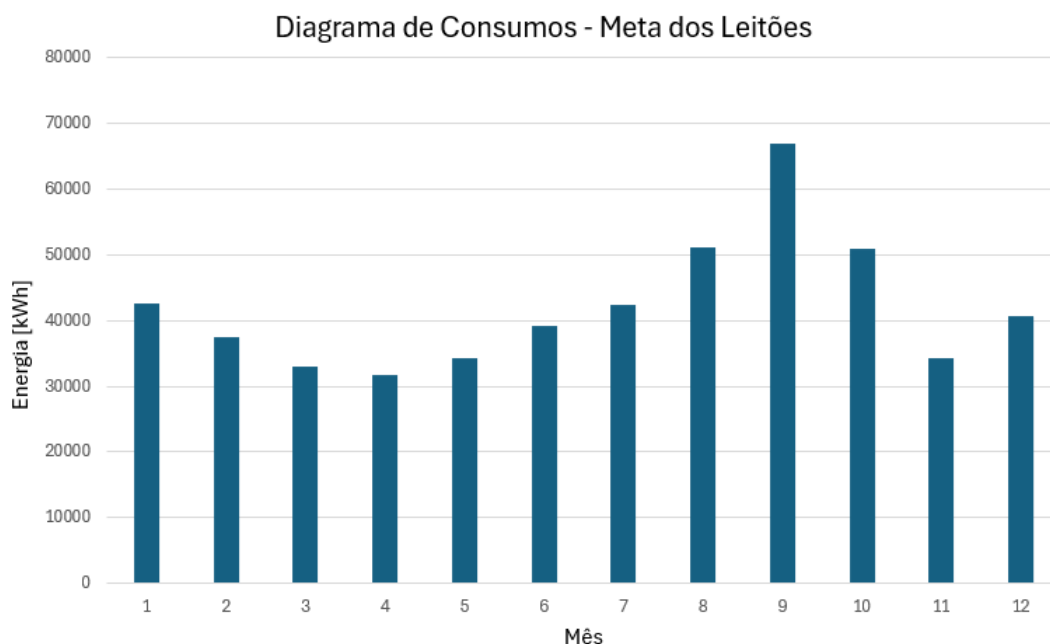


Figura 6.68 - Diagrama de consumos do restaurante Meta dos Leitões

Procedendo à soma dos valores das quantidades de energia mensais totais anteriormente apresentados, obteve-se o valor de 504 613,709 kWh, isto significará, que anualmente o restaurante apresenta um consumo médio anual de 504 614 kWh, aproximadamente.

Conhecidos os dados relativos às quantidades de energia mensais, é possível a traçar o perfil de consumos da instalação em causa com base no diagrama de cargas obtido anteriormente. O *software* encontra-se apto a gerar um gráfico de barras com os valores de energia em kWh em cada mês do ano, assim como o valor do consumo anual, como pode ser comprovado pela Figura 6.69.

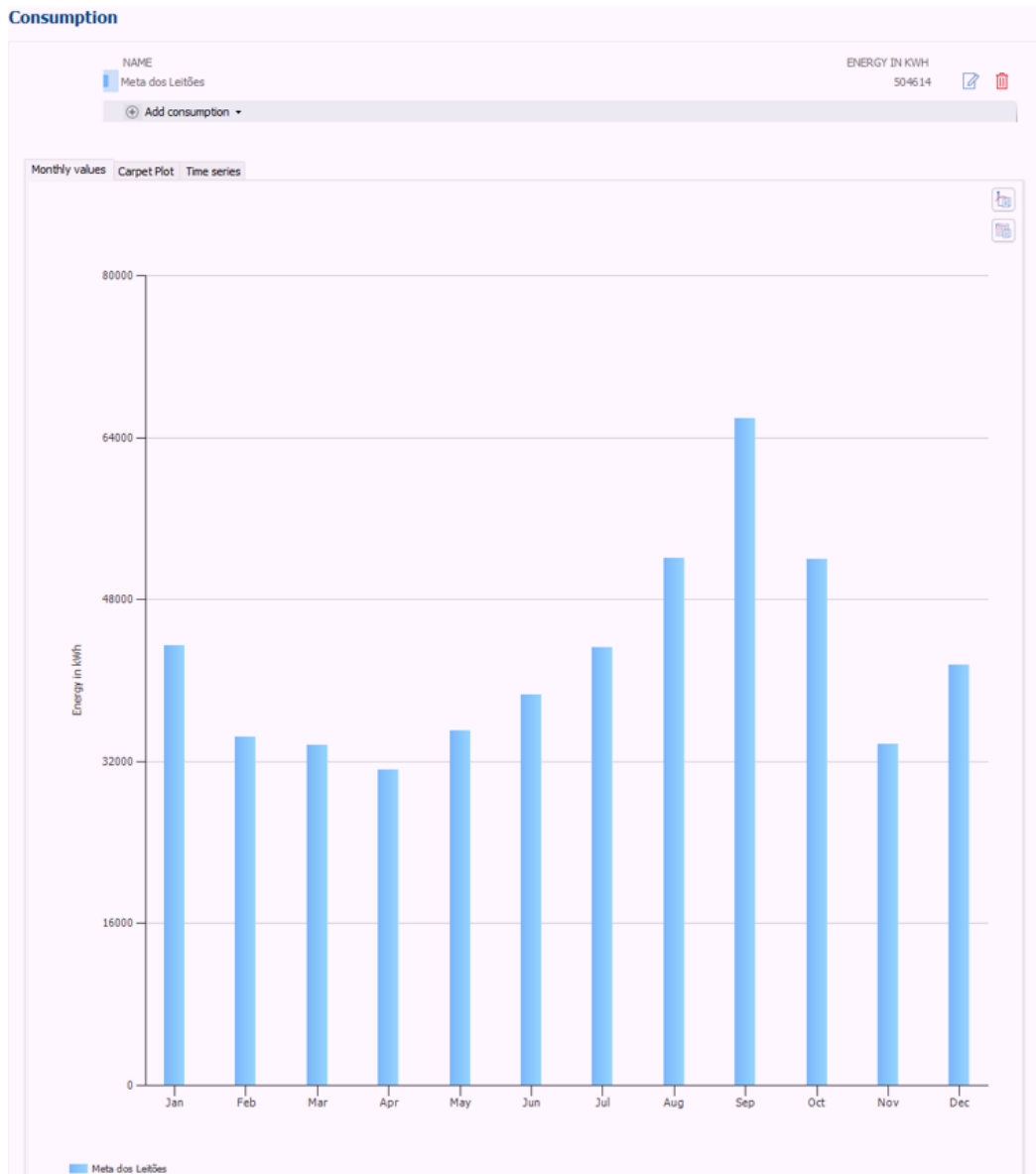


Figura 6.69 - Gráfico de consumos mensais obtidos no software PVSol

Realizando uma análise sobre o diagrama anterior, verifica-se que o consumo apresenta oscilações de 30 000 kWh a 70 000 kWh, aproximadamente. Existem também picos evidentes de consumo sobretudo nos meses de agosto, de setembro e de outubro, onde setembro apresenta o mês com maior consumo energético.

De janeiro a junho os consumos mantêm-se relativamente constantes, entre 30 000 kWh e 40 000 kWh, apresentando apenas pequenas oscilações. Este comportamento poderá traduzir o funcionamento habitual do restaurante, sem eventos especiais que elevem significativamente os valores de consumo.

Nos meses de julho a setembro existe um aumento acentuado, alcançando no mês de setembro o valor máximo, próximo de 67 000 kWh. Este aumento poderá estar relacionado com o aumento da afluência de clientes, típico na época de verão, maior utilização de sistemas de climatização ou mesmo a realização de eventos ou festividades que impulsionem o consumo energético.

De outubro a dezembro retorna-se a um comportamento idêntico ao do início do ano, indicando assim o regresso ao consumo base, fora da época alta.

Concluída a etapa do perfil de consumos procede-se à implantação dos módulos fotovoltaicos na localização do parque de estacionamento, como indicado pelo cliente. Assim, no *software* PVSol utiliza-se um modelo 3D da instalação, colocando os respetivos painéis fotovoltaicos na cobertura do parque de estacionamento (Figura 6.70).



Figura 6.70 - Implementação dos módulos fotovoltaicos no parque de estacionamento do restaurante

Os módulos fotovoltaicos adotados neste tipo de projeto foram módulos monocristalinos da marca *Risen Energy* e modelo RSM108-10-450BNDG de 450 Wp, onde de modo a satisfazer o perfil de consumos obtido anteriormente (Figura 6.69) selecionaram-se 207 módulos deste tipo, perfazendo-se assim uma potência de pico de 93,150 kWp.

Na Tabela 6.12 é possível observar as principais características elétricas do módulo fotovoltaico adotado, em condições STC. As restantes características do módulo fotovoltaico utilizado podem ser encontradas no *datasheet* disponível no Anexo 3 – Estudo de caso nº2: Risen Energy RSM108-10-435-460BNDG.

Tabela 6.12 - Principais características elétricas do módulo fotovoltaico *Risen* RSM108-10-450BNDG

Principais características elétricas do módulo fotovoltaico <i>Risen</i> RSM108-10-450BNDG	
$P_{m\acute{a}x}$	450 W
V_{mpp}	33,08 V
I_{mpp}	13,63 A
V_{oc}	39,91 V
I_{sc}	14,25 A
Eficiência	22,1 %

Respeitando a metodologia realizada para o estudo de caso anteriormente apresentado, como a potência de pico do sistema é de 93,15 kWp escolheu-se a utilização de um inversor com uma potência nominal próxima da potência de pico, isto é, um inversor de 100 kWn. Assim adotou-se um inversor da marca *Huawei Technologies*, modelo SUN2000-100KTL-M2.

Na Tabela 6.13 é possível observar as principais características elétricas do inversor escolhido para o dimensionamento do sistema. As restantes informações do inversor podem ser consultadas no Anexo 4 – Estudo de caso nº2: Huawei SUN2000-100KTL-M2.

Tabela 6.13 - Principais características elétricas do inversor *Huawei* SUN2000-100KTL-M2

Principais características elétricas do inversor <i>Huawei</i> SUN2000-100KTL-M2	
Tensão máxima de entrada	1 100 V
Corrente máxima por MPPT	30 A
Corrente máxima de entrada	20 A
Corrente máxima de curto-circuito por MPPT	40 A
Faixa de tensão de operação do MPPT	200 V – 1000 V
Nº de entradas	2
Nº de MPPTS	10
Potência máxima de saída	100 000 W
Corrente máxima de saída	160,4 A

Conhecido o tipo de inversor e o tipo de módulo fotovoltaico a utilizar na conceção do sistema fotovoltaico, terá de se proceder ao cálculo do número mínimo e máximo de módulos por *string*. De modo a satisfazer este objetivo, adotou-se uma metodologia idêntica à realizada para o estudo de caso anterior.

Os módulos fotovoltaicos *Risen RSM108-10-450BNDG* operam numa faixa de temperatura que varia de -40 °C a 85 °C, apresentando um coeficiente de temperatura de circuito aberto de -0,25 %/°C, assim verifica-se que:

$$V_{mpp} (85 \text{ °C}) = \left(1 + (85 - 25) \times \frac{-0,25}{100} \right) \times 33,08 = 28,118 \text{ V}$$

$$\text{N}^\circ \text{mínimo de módulos por string} = \left(\frac{200}{28,118} \right) = 7,11 \approx 7 \text{ módulos}$$

$$V_{mpp} (-10 \text{ °C}) = \left(1 + (-10 - 25) \times \frac{-0,25}{100} \right) \times 39,91 = 43,4021 \text{ V}$$

$$\text{N}^\circ \text{máximo de módulos por string} = \left(\frac{1100}{43,4021} \right) = 25,34 \approx 25 \text{ módulos}$$

$$\text{N}^\circ \text{máximo de strings por entrada} = \left(\frac{30}{13,63} \right) = 2,20 \approx 2 \text{ strings}$$

Conclui-se que o número mínimo/máximo admissível de módulos por *string* é de 7/25 módulos fotovoltaicos e que, conseqüentemente, as *strings* devem conter entre 7 e 25 módulos. Comprova-se também que cada entrada MPPT permite a ligação apenas de 2 *strings*.

Assim, na Figura 6.71 encontram-se as configurações das *strings* do inversor de 100 kWn utilizado na conceção do sistema fotovoltaico, realizadas no *software* PVSol.

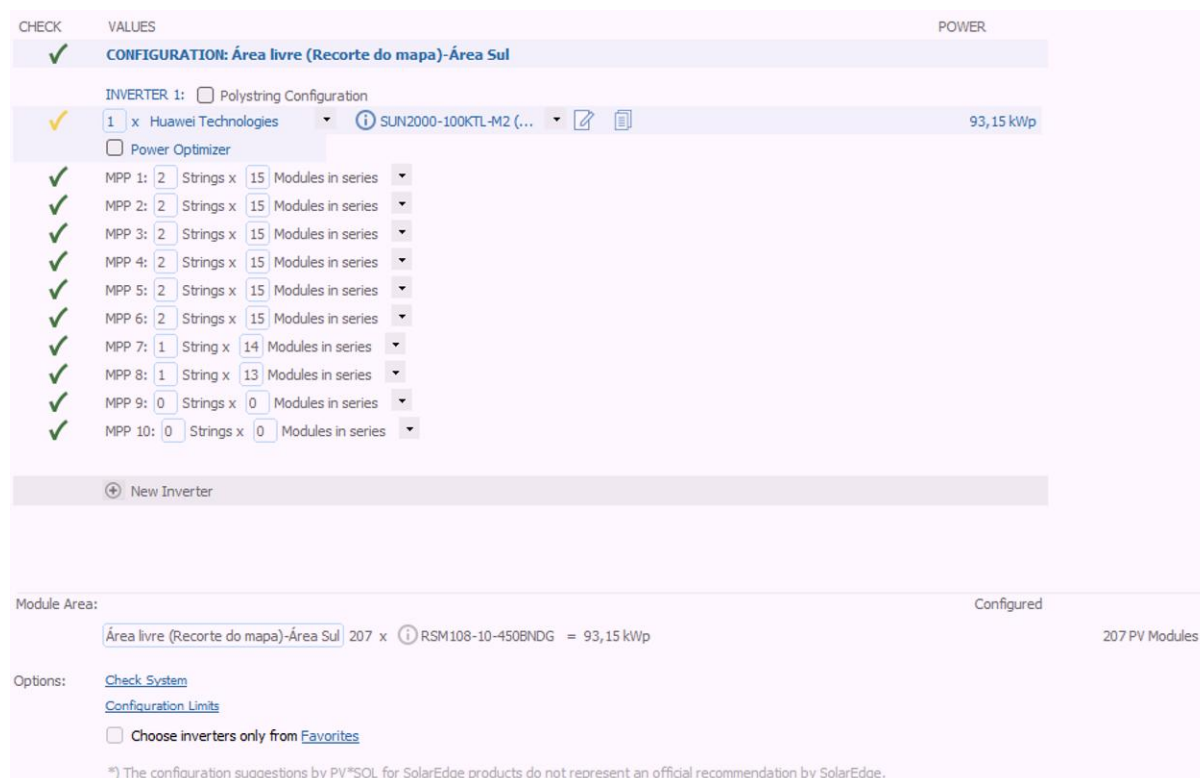


Figura 6.71 - Configuração das strings do inversor no software PVSol

Observando a Figura 6.71 verifica-se que as strings encontram-se todas dimensionadas de acordo com o que foi calculado anteriormente. O aviso representado a amarelo refere-se ao sobredimensionamento do inversor, já que se está a usar uma potência nominal de 100 kWn para uma potência de pico de 93,15 kWp, o que na prática não é problemático, constituindo apenas um aviso ao utilizador por parte do *software*.

Na Figura 6.72 encontra-se a distribuição das strings, de acordo com a configuração dos módulos fotovoltaicos pelos MPPT's do inversor realizada anteriormente.



Figura 6.72 – Implementação da distribuição das *strings* no *software* PVSol

Posteriormente consideraram-se as perdas nos cabos como sendo de 3 %, tal como no estudo de caso anteriormente realizado, o que se considera ser um valor adequado e com alguma margem em relação à realidade.

Concluídas as etapas de dimensionamento do sistema fotovoltaico, procedeu-se à inserção das tarifas de compra de energia e venda de excedente. Este processo permitirá ao *software* a realização da análise financeira do projeto fotovoltaico.

Considerou-se nesta etapa um valor referência de 0,06 €/kWh (Figura 6.73) para a tarifa de injeção na rede, onde posteriormente na tarifa de compra foram definidos os períodos de super vazio, vazio normal, pontas e cheias e respetivos custos em €/kWh de acordo com a tarifa apresentada nas faturas fornecidas pelo cliente.

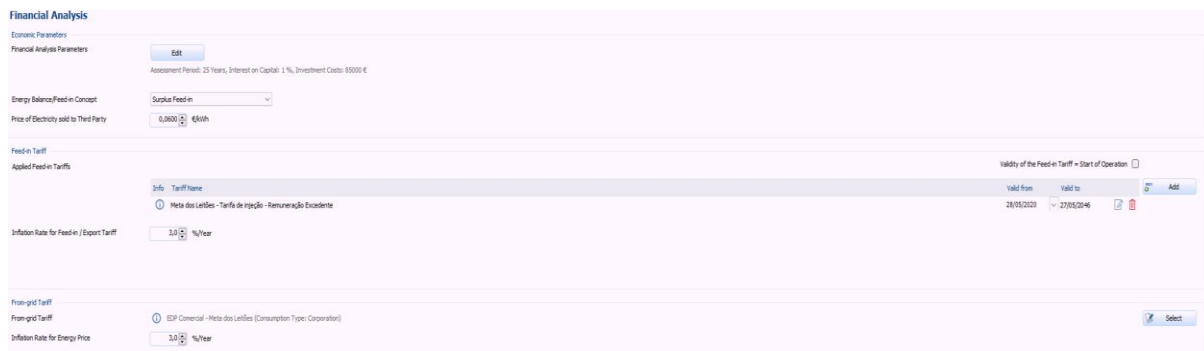


Figura 6.73 - Análise financeira no *software* PVSol

Os respectivos custos, em €/kWh, relativos aos diferentes períodos podem ser encontrados na Tabela 6.14, de acordo com as faturas de energia fornecidas pelo cliente.

Tabela 6.14 - Preço em €/kWh dos diferentes períodos (Super Vazio, Vazio Normal, Pontas, Cheias)

Período	Preço [€/kWh]
Super Vazio	0,07449
Vazio Normal	0,07628
Pontas	0,18405
Cheias	0,1147

O cálculo do preço, em €/kWh, dos períodos relativos ao Super Vazio, Vazio Normal e Cheias resultam da soma do preço do respectivo período relativo à energia ativa e às redes, isto é, mediante a equação 6.15.

$$\text{Preço do período SV, VN, C [€/kWh]} = \text{Preço da energia ativa no período} + \text{Preço das redes no período} \quad (6.15)$$

O cálculo do preço, em €/kWh, do período relativo às Pontas, é calculado mediante a equação 6.16.

$$\text{Preço do período P [€/kWh]} = \text{Preço da energia ativa no período} + \text{Preço das redes no período} + (\text{Preço total da potência nas horas de ponta/Energia ativa na Ponta}) \quad (6.16)$$

Posteriormente estes valores são colocados no *software*, como ilustra a Figura 6.74.

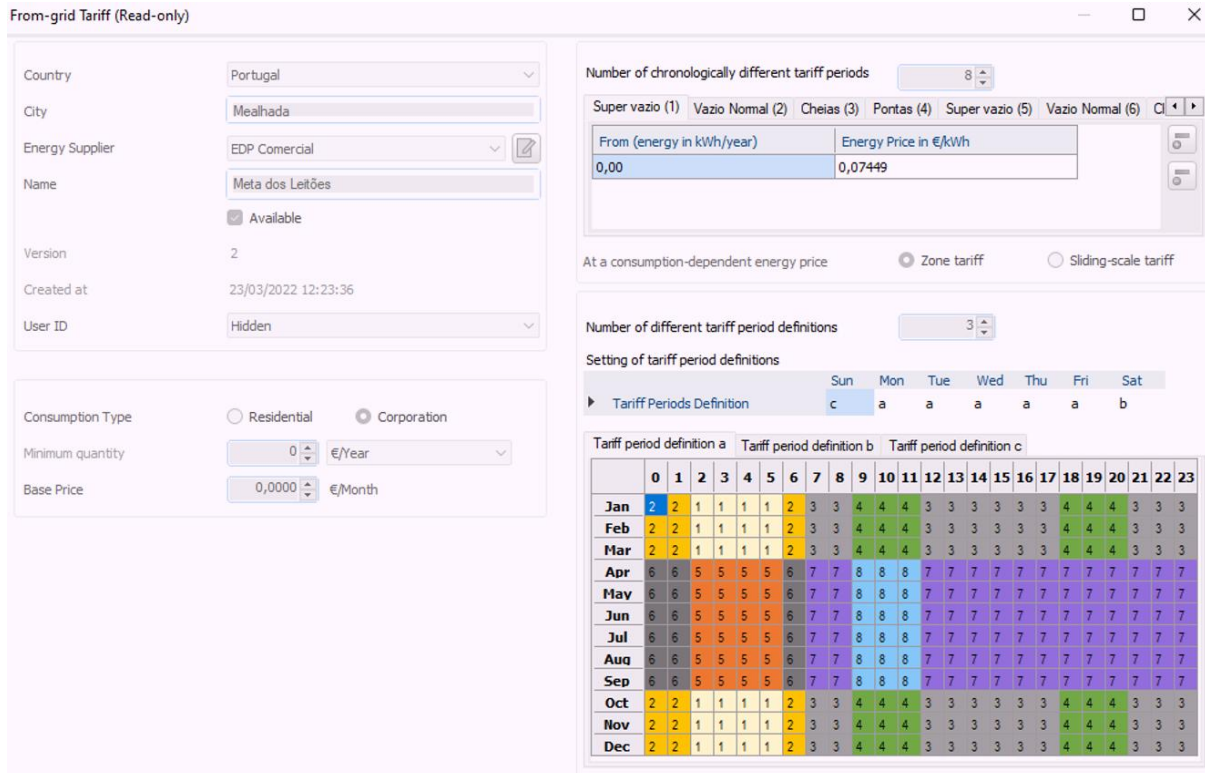


Figura 6.74 - Definição dos períodos de consumo tetra-horário no software PVSol

Concluída esta etapa, o *software* fornece os dados estimados do respetivo sistema simulado, representados na Figura 6.75. Com estes dados é possível verificar a viabilidade do projeto e também dar a conhecer o cliente uma perspetiva do que esperar da instalação fotovoltaica.

Previsão de rendimento

Previsão de rendimento

Potência do gerador fotovoltaico	93,15 kWp
Rendimento anual específico	1 538,48 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	91,32 %
Diminuição do rendimento por sombreamento	0,2 %
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	143 333 kWh/Ano
Autoconsumo	141 495 kWh/Ano
Limitação no ponto de injeção	0 kWh/Ano
Injeção na rede	1 838 kWh/Ano
Autoconsumo	98,7 %
Emissões de CO ₂ evitadas	67 355 kg/ano
Nível de autonomia	28,0 %

Figura 6.75 - Previsão do rendimento da instalação fotovoltaica

O PVSol, para o estudo de caso apresentado, fornece uma estimativa de autoconsumo anual de 143 333 kWh/ano, dos quais 141 495 kWh/ano correspondem a autoconsumo direto de energia produzida, sendo que o restante (1 838 kWh/ano) é injetado na rede elétrica. Assim, estima-se que a instalação fotovoltaica alcance um

índice de autoconsumo de aproximadamente 98,7 % e um nível de autonomia face à rede elétrica de 28 %.

Note-se que, apesar do cliente solicitar que a instalação fosse posteriormente sem injeção, numa primeira fase de previsão de resultados foi considerada a instalação como sendo com injeção de modo a apresentar valores mais concretos ao cliente.

Na Figura 6.76 encontra-se uma representação do fluxo de energia anual da instalação fotovoltaica.

Gráfico do fluxo de energia
Projeto: Meta dos Leitões

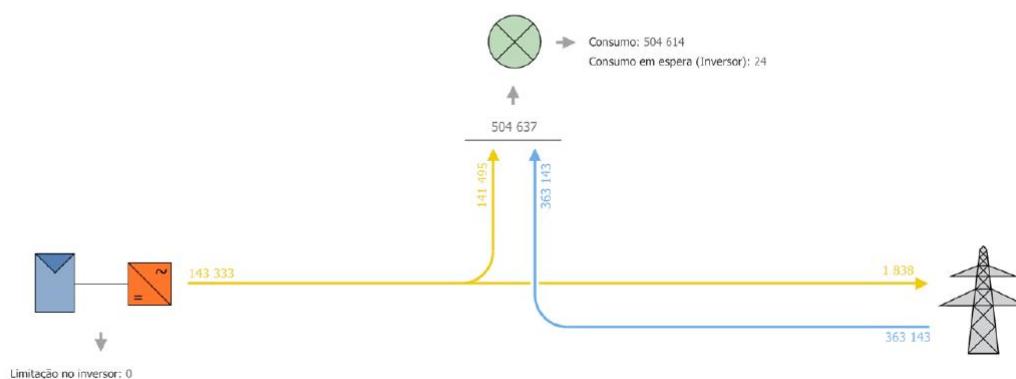


Figura 6.76 - Gráfico do fluxo de energia anual da instalação fotovoltaica

Como é possível observar na Figura 6.76, a produção anual estimada é de 143 333 kWh, onde desta energia 141 495 kWh são consumidos diretamente pela instalação, contribuindo para um índice de autoconsumo da ordem dos 98,7 %. O excedente, 1838 kWh, é encaminhado para a rede elétrica.

A instalação consome 504 637 kWh/ano, de onde 141 495 kWh são fornecidos pelo sistema fotovoltaico e 363 143 kWh são fornecidos pela rede elétrica, contribuindo assim para um índice de autonomia da ordem dos 28 %.

6.2.3 Dimensionamento da cablagem e das proteções

No dimensionamento da cablagem e das proteções será realizada uma abordagem idêntica à realizada para o estudo de caso anterior, sendo por isso mesmo omitidos certos passos. Inicialmente, verifica-se que tipo de cablagem será necessário dimensionar e de seguida serão abordadas as proteções a colocar nos respetivos circuitos. Como existe apenas um inversor de 100 kWn, será necessário dimensionar a cablagem DC dos módulos fotovoltaicos ao inversor, a cablagem AC do inversor ao quadro fotovoltaico, do quadro fotovoltaico ao quadro híbrido, do quadro híbrido ao quadro de entrada/quadro geral de baixa tensão e do quadro do posto de carregamento de veículos elétricos ao quadro híbrido. A existência de um quadro híbrido justifica-se pela instalação de um posto de carregamento de veículos elétricos. Esta opção revela-se como uma boa prática, permitindo diferenciar o quadro fotovoltaico do quadro relativo ao PCVE.

Iniciando o dimensionamento pela cablagem DC, isto é, a cablagem que interliga os módulos fotovoltaicos e o inversor, tem-se que:

$$I_{m\acute{a}x} = 1,25 \times 14,25 = 17,81 \text{ A}$$

$$V_{m\acute{a}x} = 15 \times 33,08 = 496,2 \text{ V}$$

$$\Delta U = 1 \% \times 496,2 = 4,962 \text{ V}$$

Considerou-se um comprimento de cabo de 40 metros, o que corresponde à distância entre os módulos fotovoltaicos e o quadro DC, sendo a secção mínima necessária neste troço de:

$$S = \frac{2 \times 40 \times 17,81}{46,86 \times 4,962} = 6,12766 \text{ mm}^2 \approx 6 \text{ mm}^2$$

A secção normalizada mais adequada para os cabos DC das *strings* será de 6 mm².

Relativamente à cablagem AC entre o inversor e o quadro fotovoltaico, verifica-se que a corrente de serviço é de:

$$I_b = \frac{100\,000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,98} = 147,283 \text{ A}$$

Assim, considerou-se o seguinte:

- Cabos monocondutores de cobre com três condutores carregados em esteira, sem afastamento (Quadro 52-C11);
- Método de instalação: F (Cabos mono ou multicondutores (com ou sem armadura) em caminhos de cabos perfurados);
- Modo de instalação: 13;
- Fatores de correção: Não tem.

Consultando o Quadro 52-C11 (Figura 6.15) verifica-se que, a secção de 35 mm² é a secção que permite satisfazer a primeira condição. Para esta secção, o I_z é de 176 A, o que corresponde ao $I_{z\,corr}$, dada a inexistência de fatores de correção. Como $I_{z\,corr} > I_b$, a condição é satisfeita. Resumidamente, tem-se que:

- $I_z = 176 \text{ A}$ (Quadro 52-C11);
- $I_{z\,corr} = I_z$, neste caso dada a inexistência de fatores de correção;
- $I_{z\,corr} > I_b \Leftrightarrow 176 > 147,283$, satisfaz o critério do aquecimento.

Verificado o critério do aquecimento, procede-se à verificação do critério da queda de tensão, onde se considera um cabo de cobre com um comprimento de 10 metros, tem-se que:

$$\Delta U = \frac{[(0,0227 \times \frac{10}{35}) \times 147,283 \times 100]}{230} = 0,4153 \% < 1\%$$

Verifica-se que a secção mínima a utilizar é de 35 mm², assim a interligação do inversor de 100 kWn ao quadro fotovoltaico foi, então, realizada utilizando cabos monocondutores do tipo RZ1-K 4x (1x 35 mm²) + 1G35 mm².

A próxima cablagem AC a dimensionar será a correspondente ao troço do quadro fotovoltaico ao quadro híbrido, onde a corrente de serviço será igual à corrente de serviço do troço analisado anteriormente (inversor – quadro fotovoltaico). Relativamente aos métodos e aos modos de instalação foram considerados os mesmos do caso anterior, alterando-se apenas a distância entre quadros para um comprimento 15 metros.

Assim, verificou-se que:

- $I_z = 176$ A (Quadro 52-C11);
- $I_{z\ corr} = I_z$, neste caso dada a inexistência de fatores de correção;
- $I_{z\ corr} > I_b \Leftrightarrow 176 > 147,283$, satisfaz o critério do aquecimento.

Verificado o critério do aquecimento, procede-se à verificação do critério da queda de tensão, onde considerando um cabo de cobre e um comprimento de 15 metros, tem-se que:

$$\Delta U = \frac{[(0,0227 \times \frac{15}{35}) \times 147,283 \times 100]}{230} = 0,6229 \% < 1\%$$

Assim, conclui-se que foram utilizados cabos monocondutores do tipo RZ1-K 4x (1x 35 mm²) + 1G35 mm², igual ao utilizado no trecho inversor – quadro fotovoltaico.

Para finalizar o dimensionamento da cablagem AC dimensiona-se a cablagem relativa ao trecho do quadro híbrido ao quadro geral de baixa tensão, onde a corrente de serviço para este trecho será igual à corrente de serviço dos trechos anteriores, considera-se o mesmo método e modo de instalação, bem como os respectivos fatores de correção dos casos anteriores. No entanto, considerou-se uma distância entre quadros de 5 metros, dada a proximidade entre os quadros.

Assim, verificou-se que:

- $I_z = 176$ A (Quadro 52-C11);
- $I_{z\ corr} = I_z$, neste caso dada a inexistência de fatores de correção;
- $I_{z\ corr} > I_b \Leftrightarrow 176 > 147,283$, satisfaz o critério do aquecimento.

Cumprido o critério do aquecimento, procede-se à verificação do critério da queda de tensão, considerando um cabo de cobre com um comprimento de 5 metros, tem-se que:

$$\Delta U = \frac{[(0,0227 \times \frac{5}{35}) \times 147,283 \times 100]}{230} = 0,2077 \% < 1\%$$

Conclui-se que foi utilizada uma cablagem AC igual às utilizadas nos trechos anteriores, isto é, cabos monocondutores do tipo RZ1-K 4x (1x 35 mm²) + 1G35 mm².

De forma resumida, concluídos os cálculos das secções, a cablagem a utilizar na instalação fotovoltaica nos três diferentes trechos (inversor – quadro fotovoltaico; quadro fotovoltaico – quadro híbrido; quadro híbrido – quadro geral de baixa tensão) serão cabos monocondutores do tipo RZ1-K 4x (1x 35 mm²) + 1G35 mm².

Foi aproveitada a instalação dos módulos fotovoltaicos para instalar um carregador de veículos elétricos trifásico da marca *Tesla Motors*, modelo *Type 2* de 32 A, perfazendo uma potência de 22 kW. As proteções deste carregador foram alocadas num quadro próprio da instalação – quadro do posto de carregamento de veículos elétricos. Este quadro estabelece uma interligação com o quadro híbrido. Realizando o dimensionamento da cablagem que interliga o quadro responsável pela alocação das proteções do carregador de veículos elétricos e o quadro híbrido, tem-se que:

- Método de instalação: 61-D (Cabos mono ou multicondutores, em condutas enterradas) (Figura 6.77);

- Quadro 52-C30 (Figura 6.78);
- Fatores de correção: 0,8 (Cabos dentro de tubos);
- $I_b = 32$ A.

Na Figura 6.77 encontra-se representado o método de referência utilizado no troço entre o quadro do PCVE e o quadro híbrido.

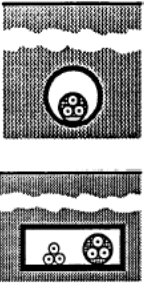
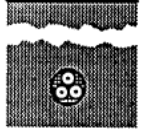
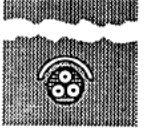
	<p>Cabos mono ou multicondutores, em condutas enterradas</p>	<p>61</p>	<p>D⁽⁷⁾</p>
	<p>Cabos mono ou multicondutores enterrados, sem protecção mecânica complementar</p>	<p>62</p>	<p>D⁽⁷⁾</p>
	<p>Cabos mono ou multicondutores enterrados, com protecção mecânica complementar</p>	<p>63</p>	<p>D⁽⁷⁾</p>

Figura 6.77 – Modo e método de instalação adotados no dimensionamento da cablagem no troço do quadro do PCVE ao quadro híbrido [92]

Na Figura 6.78 encontra-se representado o Quadro 52-C30, utilizado no dimensionamento da cablagem relativa ao troço referido.

QUADRO 52-C30

Correntes admissíveis, em amperes, para o método de referência D
(de acordo com o quadro 52H)

Canalizações enterradas

Secção nominal dos condutores (mm ²)	Número de condutores carregados e natureza do isolamento			
	3 PVC	2 PVC	3 XLPE	2 XLPE
<i>Condutores de cobre</i>				
1,5	26	32	31	37
2,5	34	42	41	48
4	44	54	53	63
6	56	67	66	80
10	74	90	87	104
6	96	116	113	136
25	123	148	144	173
35	147	178	174	208
50	174	211	206	247
70	216	261	254	304
95	256	308	301	360
120	290	351	343	410
150	328	397	387	463
185	367	445	434	518
240	424	514	501	598
300	480	581	565	677
<i>Condutores de alumínio</i>				
10	57	68	67	80
16	74	88	87	104
25	94	114	111	133
35	114	137	134	160
50	134	161	160	188
70	167	200	197	233
95	197	237	234	275
120	224	270	266	314
150	254	304	300	359
185	285	343	337	398
240	328	396	388	458
300	371	447	400	520

Para cabos enterrados e colocados dentro de tubos ou de travessias, os valores indicados no quadro devem ser multiplicados por 0,80. Atendendo a que as correntes admissíveis foram calculadas para uma resistividade térmica do solo igual a 1 K.m W, é necessário considerar os factores de correcção.

Figura 6.78 - Correntes admissíveis para o método de instalação D segundo o Quadro 52-C30 [92]

Ter em atenção que na Figura 6.78 (Quadro 52-C30), existe um aviso face ao fator de correção neste tipo de instalação, onde é referido o seguinte: “Para cabos enterrados e colocados dentro de tubos ou de travessias, os valores indicados no quadro devem ser multiplicados por 0,80”. Isto significa que existe um fator de correção de 0,80 para o modo de instalação utilizado neste mesmo troço.

Repetindo o mesmo processo já utilizado para os outros troços verifica-se que, para uma cabo de cobre com um comprimento de 10 metros e uma secção de 4 mm² verifica-se que:

- $I_z = 53 \text{ A}$ (Quadro 52-C30);
- $I_{z \text{ corr}} = I_z \times \text{Fator de correção} = 53 \times 0,80 = 42,40 \text{ A}$;
- $I_{z \text{ corr}} > I_b \Leftrightarrow 42,40 > 32$, satisfaz o critério do aquecimento;

- $\Delta U = \frac{[(0,0227 \times \frac{10}{4}) \times 32 \times 100]}{230} = 0,7791 \% < 1\%$, satisfaz o critério da queda de tensão.

Assim, utilizou-se uma secção de 4 mm² de cablagem AC. A interligação entre o quadro do PCVE e o quadro híbrido é realizada por cabos monocondutores do tipo RV-K 5G4 mm².

Finalizado o dimensionamento da cablagem AC de toda a instalação, segue-se o dimensionamento dos sistemas de proteção a instalar no quadro DC, no quadro fotovoltaico, no quadro híbrido, no quadro do posto de carregamento de veículos elétricos e no quadro geral de baixa tensão, com vista à segurança da respetiva instalação. Assim como para o dimensionamento da cablagem será utilizada a metodologia do último estudo de caso.

No caso das proteções alocadas no quadro fotovoltaico, tem-se que de acordo com a Tabela 6.6, a corrente estipulada do aparelho de proteção imediatamente superior à corrente de serviço (147,283 A) é de 160 A. Assim, verifica-se assim a relação:

$$147,283 \leq I_n = 160 \text{ A} \leq 176$$

Verificada a primeira condição, procura-se agora verificar a segunda condição.

$$216 \leq 1,45 \times 176$$

Uma vez que ambas as condições são satisfeitas, optou-se pela utilização de um disjuntor diferencial, 300 mA, com um calibre de 160 A. A utilização de um disjuntor diferencial permite combinar, num único equipamento, as funções de proteção contra correntes de fuga e proteção contra sobreintensidades, eliminando assim a possibilidade de ter dois equipamentos – disjuntor e interruptor diferencial – como foi dimensionado para o estudo de caso nº1.

Em semelhança ao que foi verificado no estudo de caso anterior, devido à contagem ser indireta e de modo a não existir danificação do aparelho no momento da leitura, foram utilizados transformadores de intensidade de razão 200/5.

Como a corrente de serviço no quadro híbrido e no quadro geral de baixa tensão é igual à corrente de serviço no quadro fotovoltaico (147,283 A), conclui-se que estes também poderão utilizar aparelhos de proteção com uma corrente estipulada de 160 A. Assim foram utilizados, tanto no quadro híbrido como no quadro geral de baixa tensão, disjuntores tetrapolares, 300 mA, de 160 A. Posteriormente, no quadro fotovoltaico e no quadro híbrido também foram colocados interruptores gerais tetrapolares de 160 A.

No caso das proteções alocadas no quadro do PCVE, tem-se que de acordo com a Tabela 6.6, a corrente estipulada do aparelho de proteção imediatamente superior à corrente de serviço (32 A) é de 40 A. Assim, verifica-se assim a relação:

$$32 \leq I_n = 40 \text{ A} \leq 42,40$$

Verificada a primeira condição, procura-se agora verificar a segunda condição.

$$58 \leq 1,45 \times 42,40$$

Uma vez que ambas as condições são satisfeitas, optou-se pela utilização de um disjuntor com um calibre de 40 A.

O Quadro de proteção DC encontra-se devidamente equipado com fusíveis dimensionados para 1000 VDC, garantindo assim a proteção eficaz dos circuitos de corrente contínua provenientes dos módulos fotovoltaicos.

No que diz respeito ao quadro fotovoltaico, a sua constituição integra os seguintes componentes de proteção:

- 1 Descarregador de sobretensões trifásico;
- 1 Interruptor diferencial bipolar (2P), 25 A, 300 mA, Tipo A;
- 1 Disjuntor 1P+N, 16 A, Curva C, 4,5 kA;
- 1 Disjuntor diferencial tetrapolar (4P), 160 A, 300 mA, Tipo A, 16 kA;
- 1 Interruptor tetrapolar (4P) de 160 A;
- 1 Quadro de proteção classe II, grau de proteção IP65.

Relativamente ao quadro híbrido, a sua constituição integra os seguintes componentes de proteção:

- 1 Descarregador de sobretensões trifásico;
- 1 Disjuntor tetrapolar (4P), 160 A, Curva C, 16 kA;
- 1 Disjuntor tetrapolar (4P), 40 A, Curva C, 6 kA;
- 1 Interruptor tetrapolar (4P) de 160 A;
- 1 Quadro de proteção classe II, grau de proteção IP65.

Em relação ao quadro do PCVE, tem-se:

- 1 Descarregador de sobretensões trifásico;
- 1 Disjuntor tetrapolar (4P), 40 A, Curva C, 6 kA;
- 1 Interruptor diferencial tetrapolar (4P), 40 A, 30 mA, Tipo A;
- 1 Quadro de proteção classe II, grau de proteção IP65.

Por último, relativamente ao quadro geral de baixa tensão, tem-se:

- 1 Disjuntor tetrapolar (4P), 160 A, Curva C, 16 kA.

Ter em atenção que, há semelhança do estudo de caso anterior, o objetivo deste subcapítulo foi o cálculo das proteções relativas à parte fotovoltaica, proteções relativas a tomadas de reserva não foram calculadas pois não traduz o contexto do relatório.

Nas Figuras 6.79, 6.80, 6.81 e 6.82 encontram-se representados os esquemas do quadro fotovoltaico, do quadro híbrido, do quadro do PCVE e do quadro geral de baixa tensão, respetivamente, evidenciando as proteções mencionadas anteriormente.

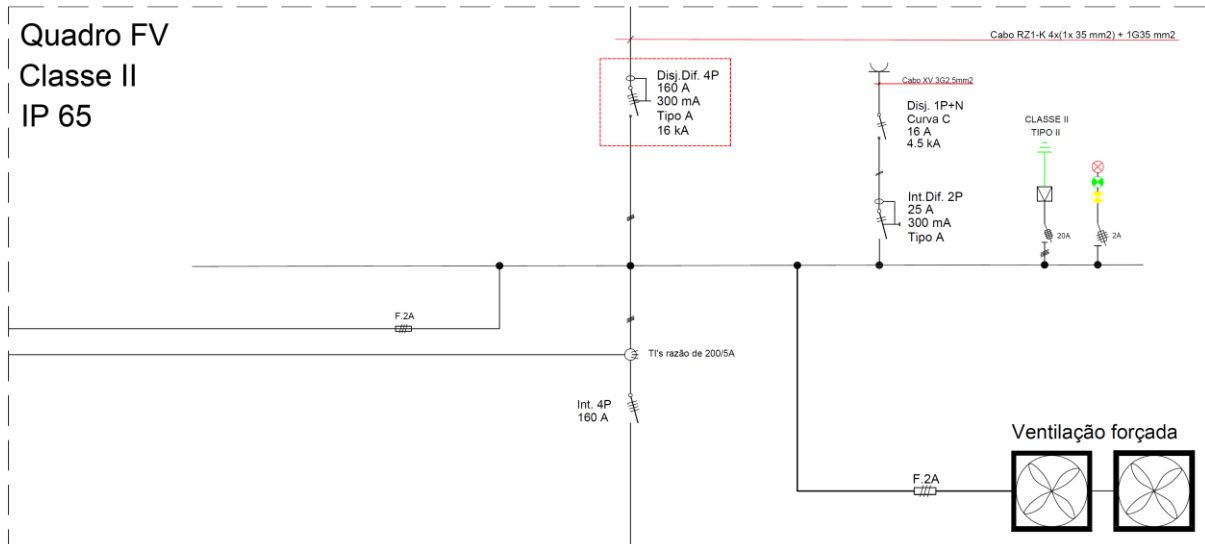


Figura 6.79 - Esquema do quadro fotovoltaico da instalação fotovoltaica

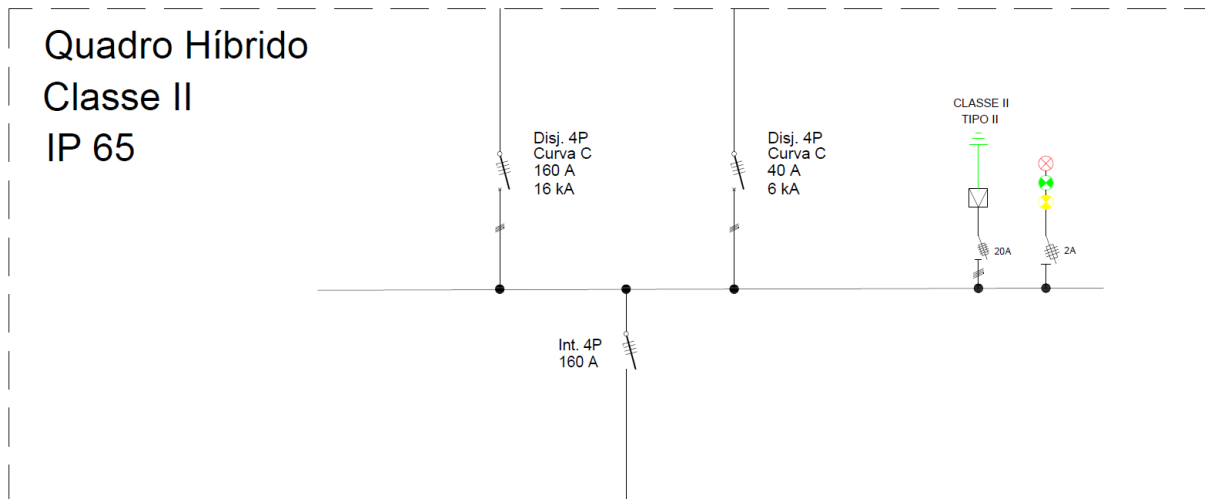


Figura 6.80 - Esquema do quadro híbrido da instalação fotovoltaica

Repare-se que o quadro híbrido centraliza as proteções de saída para dois outros quadros: quadro fotovoltaico e quadro relativo ao posto de carregamento dos veículos elétricos.

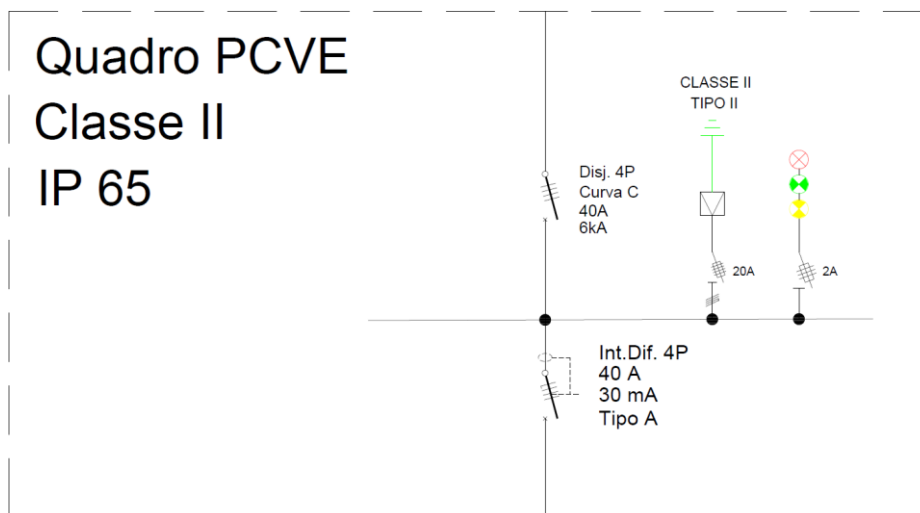


Figura 6.81 - Esquema do quadro do PCVE da instalação fotovoltaica

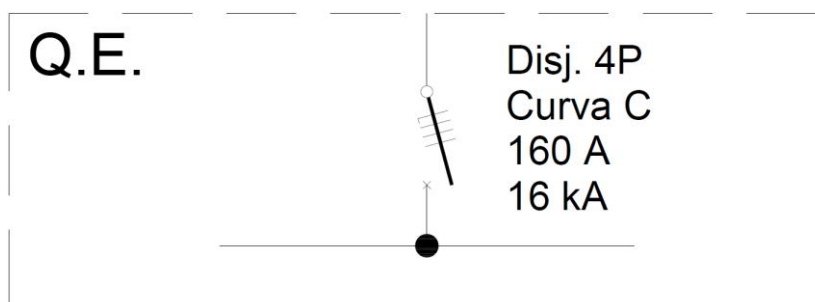


Figura 6.82 - Esquema do quadro geral de baixa tensão da instalação fotovoltaica

De uma forma conclusiva, encontram-se nas Tabelas 6.15, 6.16, 6.17 e 6.18 o resumo das cablagens e das proteções dimensionadas e utilizadas nos troços entre o inversor e o quadro fotovoltaico, o quadro fotovoltaico e o quadro híbrido, o quadro do PCVE e o quadro híbrido e entre o quadro híbrido e o quadro geral de baixa tensão.

Tabela 6.15 - Resumo da cablagem e das proteções utilizadas entre o inversor e o quadro fotovoltaico

Tipo de corrente	Tensão	Carga	FP	Comprimento de linha	Método de ref ^a	Temperatura ambiente	Alma do condutor	Isolamento
Trifásico	400 V	100 kVA	0,98	10 metros	13-F	30 °C	Cobre	XLPE (RZ1-K)
Circuitos	Secção de fase	Secção de neutro	Secção de terra	Corrente de serviço	Iz máx	Queda de tensão	Disjuntor	
1	35 mm ²	35 mm ²	35 mm ²	147,283 A	176 A	0,4153 %	160 A	

Tabela 6.16 - Resumo da cablagem e das proteções utilizadas entre o quadro fotovoltaico e o quadro híbrido

Tipo de corrente	Tensão	Carga	FP	Comprimento de linha	Método de ref ^a	Temperatura ambiente	Alma do condutor	Isolamento
Trifásico	400 V	100 kVA	0,98	15 metros	13-F	30 °C	Cobre	XLPE (RZ1-K)
Circuitos	Secção de fase	Secção de neutro	Secção de terra	Corrente de serviço	Iz máx	Queda de tensão	Disjuntor	
1	35 mm ²	35 mm ²	35 mm ²	147,283 A	176 A	0,6229 %	160 A	

Tabela 6.17 - Resumo da cablagem e das proteções utilizadas entre o quadro do PCVE e o quadro híbrido

Tipo de corrente	Tensão	Carga	FP	Comprimento de linha	Método de ref ^a	Temperatura ambiente	Alma do condutor	Isolamento
Trifásico	400 V	22 kVA	-	10 metros	61-D	30 °C	Cobre	XLPE (RV-K)
Circuitos	Secção de fase	Secção de neutro	Secção de terra	Corrente de serviço	Iz máx	Queda de tensão	Disjuntor	
1	4 mm ²	4 mm ²	4 mm ²	32 A	53 A	0,7791 %	40 A	

Tabela 6.18 - Resumo da cablagem e das proteções utilizadas entre o quadro híbrido e o quadro geral de baixa tensão

Tipo de corrente	Tensão	Carga	FP	Comprimento de linha	Método de ref ^a	Temperatura ambiente	Alma do condutor	Isolamento
Trifásico	400 V	100 kVA	0,98	5 metros	13-F	30 °C	Cobre	XLPE (RZ1-K)
Circuitos	Secção de fase	Secção de neutro	Secção de terra	Corrente de serviço	Iz máx	Queda de tensão	Disjuntor	
1	35 mm ²	35 mm ²	35 mm ²	147,283 A	176 A	0,2077 %	160 A	

Na Figura 6.83 encontra-se representado o esquema unifilar da instalação fotovoltaica em estudo.

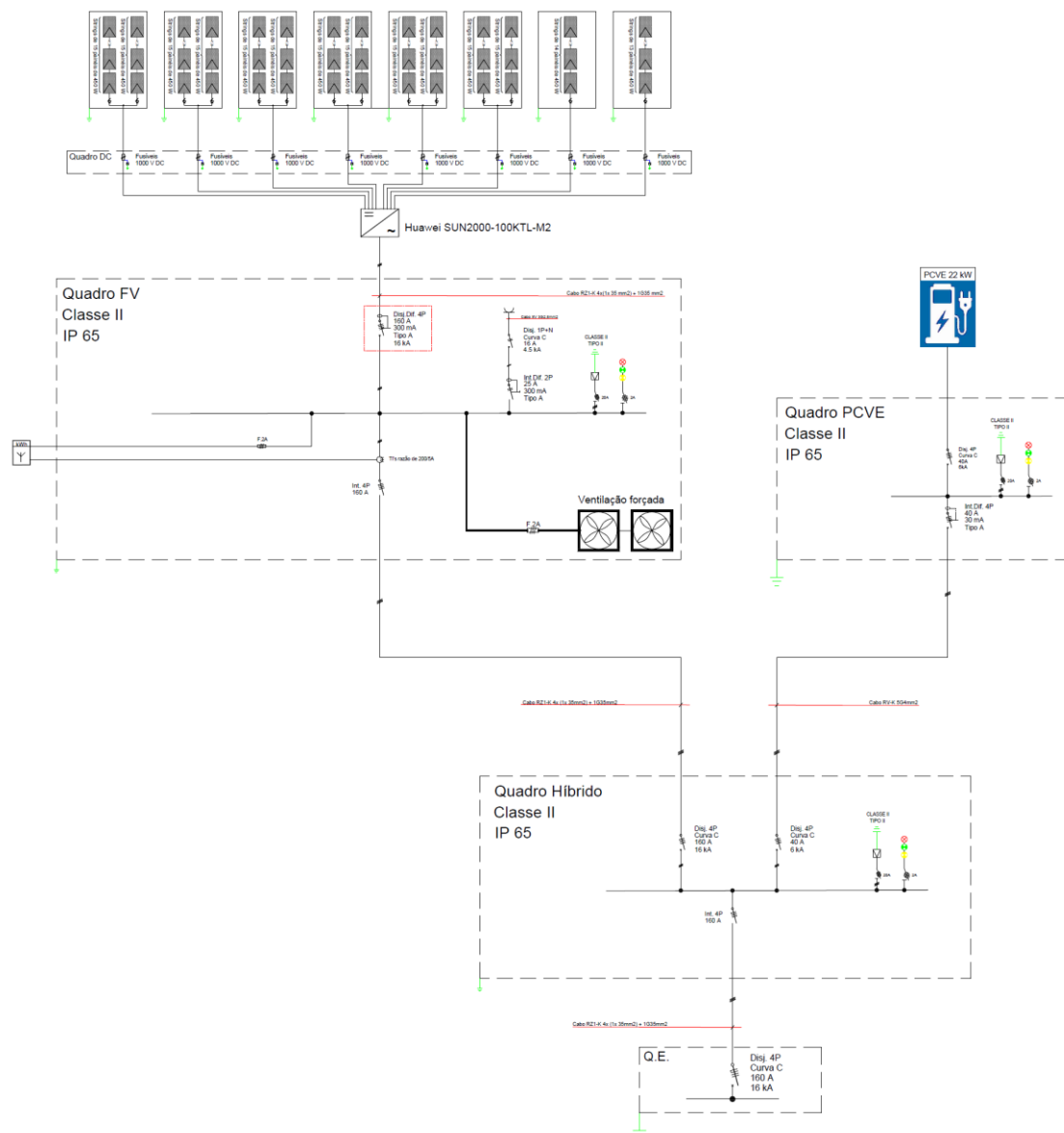


Figura 6.83 - Esquema unifilar da instalação fotovoltaica

6.2.4 Tipo de estrutura utilizada

Para o projeto em causa, a estrutura é diferente das estruturas “padrão” utilizadas em telhados inclinados ou terrenos planos. Por este mesmo motivo foi elaborada uma estrutura do tipo *carpark* por uma empresa credenciada, de modo que o suporte dos painéis fotovoltaicos, bem como a proteção e sombreamento dos veículos fosse possível.

Na Figura 6.84 e 6.85 pode-se observar o local da instalação antes da aplicação da estrutura e dos respetivos módulos fotovoltaicos, onde existia uma cobertura realizada com uma espécie de rede no parque de estacionamento. Esta estrutura foi removida para dar lugar à nova estrutura.



Figura 6.84 - Local antes da implementação do sistema fotovoltaico



Figura 6.85 - Local antes da implementação do sistema fotovoltaico

A estrutura utilizada foi uma estrutura metálica fixa, com os respetivos módulos fotovoltaicos instalados na cobertura, sendo esta devidamente dimensionada para suportar o peso dos módulos e da própria estrutura fotovoltaica e para apresentar resistência ao vento. As dimensões deste tipo de estrutura encontram-se representados na Figura 6.86.

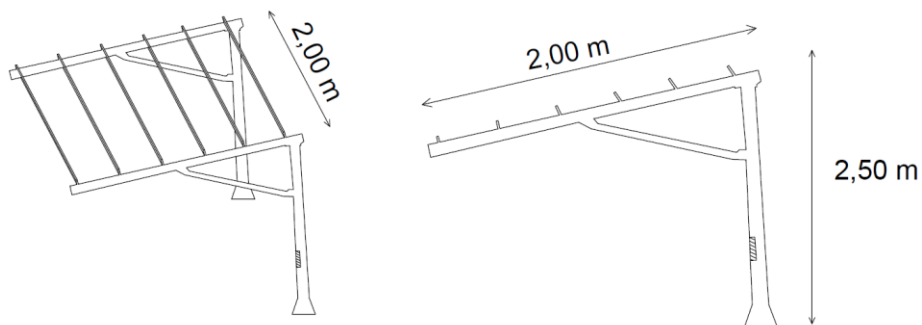


Figura 6.86 – Dimensões da estrutura do tipo *carpark*

Como pode ser comprovado pela Figura 6.86, a estrutura tem uma altura, aproximadamente, de 2,50 metros e um comprimento de vão de 2,00 metros. Na ligação de um poste com o outro existem vigas de 2,00 metros de comprimento, aproximadamente. Também é notório a utilização de longos vãos neste tipo de estrutura, reduzindo o número de pilares e facilitando assim as manobras dos veículos e uma inclinação fixada pela estrutura, permitindo assim a otimização da incidência solar.

Na Figura 6.87 encontra-se representado o processo para instalação deste tipo de estrutura no terreno.



Figura 6.87 - Instalação da estrutura

Concluída a instalação da estrutura, procedeu-se à instalação dos módulos fotovoltaicos nos apoios da estrutura. Na Figura 6.88 encontra-se a implementação do sistema fotovoltaico na estrutura.



Figura 6.88 – Implementação real da instalação fotovoltaica

A instalação da zona técnica foi realizada relativamente perto do parque de estacionamento, como pode ser comprovado pela Figura 6.89. Ter em atenção que a

zona técnica ainda não se encontra completa no momento do levantamento dos dados.



Figura 6.89 - Implementação da zona técnica

A alocação do quadro fotovoltaico, do quadro híbrido, do quadro do PCVE e do quadro geral de baixa tensão encontram-se na divisão separada pelo portão que se encontra à direita na Figura 6.89.

6.2.5 Comparação da simulação com a realidade

No processo de monitorização da instalação e posterior aquisição dos respetivos dados através da plataforma da *FusionSolar*, de modo a realizar a comparação da simulação com a realidade, verificou-se que a instalação fotovoltaica em causa apresentou durante alguns meses de monitorização problemas na comunicação do *meter* com a plataforma da *Huawei*. Foi verificado que o *meter* que se encontra alocado no quadro elétrico geral de baixa tensão, na verdade se encontrava *offline* (Figura 6.90).

<input type="checkbox"/>	Device ...	Device Name	Plant Name	Device Type	Software Version	SN	Superior Equipment
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	100KTL-M2(COM2-1)	Meta Dos Leitões	Inverter	V500R023C00SPC100		Logger-102316731413
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Logger-102316731413	Meta Dos Leitões	SmartLogger	V300R001C00SPC103		--
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Meter-AM01102316731413	Meta Dos Leitões	Power Sensor(E...	V100R001C01AM001		Logger-102316731413

Figura 6.90 - Erro na comunicação do meter

Deste modo, não foi possível realizar uma comparação da simulação com a realidade como no estudo de caso nº1. No entanto, esta monitorização da instalação para posterior análise de dados permitiu a identificação do erro de comunicação e partilha às entidades responsáveis da empresa.

7 CONCLUSÕES

Após a conclusão do estágio na empresa *SunEnergy*, e tendo tido a oportunidade de participar num conjunto significativo de atividades, é possível retirar diversas conclusões relevantes sobre a experiência vivida.

O estágio permitiu aprofundar conhecimentos num tema de grande atualidade e importância global: o aproveitamento da energia fotovoltaica para produção de eletricidade, particularmente no âmbito do autoconsumo fotovoltaico. O balanço final da experiência vivida é claramente positivo, tendo sido um período extremamente enriquecedor e motivador do ponto de vista técnico e pessoal.

Ao longo do estágio, foram adquiridas competências práticas e teóricas relacionadas com o dimensionamento, estudo e implementação de sistemas solares fotovoltaicos, contribuindo de forma significativa para o desenvolvimento da minha formação enquanto futuro profissional da área de engenharia eletrotécnica. No entanto, reconheço que ainda existe um longo caminho de aprendizagem pela frente, devido à constante progressão da engenharia.

O ambiente da empresa revelou-se bastante acolhedor e colaborativo, promovendo um bom espírito de equipa e facilitando a integração e a aprendizagem.

Os estudos de caso apresentados permitem a clara reflexão de casos práticos sobre a implementação de projetos fotovoltaicos com características diferentes, sendo a abordagem e o dimensionamento resultantes de uma detalhada análise por forma a que o objetivo final cumprisse os requisitos ambicionados pelo cliente.

O principal objetivo do estágio – focado no dimensionamento e na análise de sistemas fotovoltaicos – foi plenamente cumprido, tendo proporcionado uma experiência enriquecedora e alinhada com os desafios existentes no setor energético.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. P. d. Ambiente, “Inventário Nacional de Emissões de GEE de 2025,” [Online]. Available: https://apambiente.pt/sites/default/files/_Clima/Inventarios/20250808/20250315-memo_emissoes_2025_final_apc.pdf. [Acedido em 28 jan 2025].
- [2] E. arcgis, “Experience,” [Online]. Available: <https://experience.arcgis.com/experience/b6d9b844933849078c0ef4b9d19f548c/?locale=pt-pt>. [Acedido em 28 jan 2025].
- [3] C. Verde, “Chegou a era das mega centrais solares. Solara4 já tem o OK final para injetar energia na rede,” *Eco*, 20 set 2021. [Online]. Available: <https://eco.sapo.pt/2021/09/20/chegou-a-era-das-mega-centrais-solares-solara4-ja-tem-o-ok-final-para-injetar-energia-na-rede/>. [Acedido em 28 jan 2025].
- [4] C. Nunes, “Centrais Fotovoltaicas de Mogadouro e de Mina Tó são os novos projetos da Efacec na área das Renováveis em Portugal,” *Efacec*, 01 jul 2021. [Online]. Available: <https://www.efacec.pt/centrais-fotovoltaicas-de-mogadouro-e-de-mina-to-sao-os-novos-projetos-da-efacec-na-area-das-renovaveis-em-portugal/>. [Acedido em 28 jan 2025].
- [5] Voltalia, “Central Fotovoltaica de Pinhal Novo (Pessegueiro),” [Online]. Available: <https://www.voltalia.com/pt-pt/case-study/pinhal-novo-photovoltaic-plant-pessegueiro>. [Acedido em 28 jan 2025].
- [6] S. Agostinho, “Central Fotovoltaica da Cerca num cenário a perder de vista abastece 100 mil famílias,” *Jornal e Rádio Valor Local Regional*, 21 mar 2024. [Online]. Available: <https://valorlocal.pt/edp-inaugura-central-fotovoltaica-cerca-em-alenquer/>. [Acedido em 28 jan 2025].
- [7] Voltalia, “Morgado de Arge,” [Online]. Available: <https://www.voltalia.com/pt-pt/case-study/morgado-de-arge>. [Acedido em 28 jan 2025].
- [8] Sunenergy, “Sunenergy cresce 30% no primeiro semestre de 2023,” 11 out 2023. [Online]. Available: <https://sunenergy.pt/>. [Acedido em 30 dez 2024].
- [9] Sunenergy, “Soluções de energias renováveis e eficiência energética,” 30 mar 2021. [Online]. Available: <https://www.sunenergy.pt/empresa-de-energias-renovaveis/>. [Acedido em 30 dez 2024].
- [10] Sunenergy, “Contactos,” 31 mar 2021. [Online]. Available: <https://www.sunenergy.pt/contactos/>. [Acedido em 30 dez 2024].
- [11] D. G. d. E. e. Geologia, “Energia em Números, edição 2024,” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/destaques/energia-em-numeros-edicao-2024/>. [Acedido em 30 dez 2024].
- [12] R. D. Hub, “Eletricidade - Balanço Mensal,” [Online]. Available: <https://datahub.ren.pt/pt/eletricidade/balanco-mensal/>. [Acedido em 30 dez 2024].
- [13] Starsol, “O papel da Energia Solar na Transição Energética de Portugal,” 15 ago 2023. [Online]. Available: <https://starsol.pt/o-papel-da-energia-solar-na-transicao-energetica-de-portugal/>. [Acedido em 30 dez 2024].

- [14] P. Energia, “Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030,” [Online]. Available: <https://www.portugalenergia.pt/setor-energetico/bloco-3/>. [Acedido em 30 dez 2024].
- [15] Participa.pt, “PLANO NACIONAL ENERGIA-CLIMA,” [Online]. Available: <https://participa.pt/contents/consultationdocument/imported/2585/670002.pdf>. [Acedido em 30 dez 2024].
- [16] P. Energia, “Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030,” [Online]. Available: <https://www.portugalenergia.pt/setor-energetico/bloco-3/>. [Acedido em 30 dez 2024].
- [17] Infopedia, “Energia Solar,” [Online]. Available: [https://www.infopedia.pt/artigos/\\$energia-solar](https://www.infopedia.pt/artigos/$energia-solar). [Acedido em 30 dez 2024].
- [18] Goldenergy, “Energia Solar Passiva,” [Online]. Available: <https://goldenergy.pt/glossario/energia-solar-passiva/>. [Acedido em 30 dez 2024].
- [19] Ecoeficientes, “O que são Sistemas Solares Passivos?,” [Online]. Available: <https://www.ecoeficientes.com.br/sistemas-solares-passivos/>. [Acedido em 30 dez 2024].
- [20] 1. Ecos, “Energia Solar Passiva - O que é, como funciona, tipos e benefícios,” 31 ago 2024. [Online]. Available: <https://123ecos.com.br/docs/energia-solar-passiva/>. [Acedido em 30 dez 2024].
- [21] Iberdrola, “Radiação Solar: qual seu impacto no planeta e no ser humano?,” [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/compromisso-social/radiacao-solar>. [Acedido em 31 dez 2024].
- [22] S. e. M. B. C. Magarreiro, “Radiação e energia solar,” [Online]. Available: <https://www.spf.pt/magazines/gfis/119/article/993/pdf>. [Acedido em 31 dez 2024].
- [23] Wikipedia, “Irradiação solar,” [Online]. Available: https://pt.wikipedia.org/w/index.php?title=Irradia%C3%A7%C3%A3o_solar&oldid=67174095. [Acedido em 31 dez 2024].
- [24] Wikipedia, “Radiação solar,” [Online]. Available: https://pt.wikipedia.org/w/index.php?title=Radia%C3%A7%C3%A3o_solar&oldid=68835535. [Acedido em 31 dez 2024].
- [25] P. G. I. System, “JRC photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European commission,” 11 jan 2016. [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/. [Acedido em 31 dez 2024].
- [26] P. Solar, “Quem criou a Energia Solar? História da Energia Solar,” 10 jan 2022. [Online]. Available: <https://www.portalsolar.com.br/historia-e-origem-da-energia-solar>. [Acedido em 08 jan 2025].
- [27] Greenvolt, “O efeito fotovoltaico,” 01 jun 2019. [Online]. Available: <https://greenvolt.com.br/o-efeito-fotovoltaico/>. [Acedido em 08 jan 2025].
- [28] REPSOL, “Energia fotovoltaica: O que é o efeito fotovoltaico?,” 23 ago 2023. [Online]. Available: <https://www.repsol.pt/particulares/assessoramento/efeito-fotovoltaico/>. [Acedido em 08 jan 2025].
- [29] P. F. M. Pereira, “A Produção Fotovoltaica em Portugal - Análise da legislação em vigor e do custo/benefício,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2015. [Acedido em 09 jan 2025].

- [30] G. d. Portugal, “Decreto-Lei n.º 15/2022,” *Diário da República Eletrónico*, 2022. [Acedido em 09 jan 2025].
- [31] L. I. d. Qualidade, “UPAC e UPP,” *Liq.pt*, [Online]. Available: <https://liq.pt/energia-e-seguranca/upac-e-upp/>. [Acedido em 10 mar 2025].
- [32] P. d. E. p. Autoconsumo, “E-redes.pt,” [Online]. Available: <https://www.e-redes.pt/pt-pt/clientes-e-parceiros/produtores/quero-ser-autoconsumidor>. [Acedido em 11 mar 2025].
- [33] P. d. I.-E. d. M. Inteligente, “Marla.pt,” “Aceda à sua área pessoal para consultar os seus dados de produção e informações sobre a rede elétrica”, [Online]. Available: <https://www.marla.pt/PDF/E-Redes.pdf>. [Acedido em 11 mar 2025].
- [34] D. G. d. E. e. Geologia, “Lista de Entidades Inspetoras de Instalações Elétricas (EIEL),” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/atividades-e-profissoes/nas-instalacoes-eletricas-de-servico-particular/lista-de-entidades-inspetoras-de-instalacoes-eletricas-eiel/>. [Acedido em 29 abr 2025].
- [35] NeoSolar, “Sistema de energia solar fotovoltaica e seus componentes,” [Online]. Available: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes>. [Acedido em 07 jan 2025].
- [36] Solvasto, “Como funciona um sistema fotovoltaico?,” 08 jun 2020. [Online]. Available: <https://solvasto.pt/sistema-fotovoltaico/>. [Acedido em 07 jan 2025].
- [37] Sunenergy, “Soluções de energia solar para empresas,” 30 mar 2021. [Online]. Available: <https://www.sunenergy.pt/empresas/energia-solar-empresas/>. [Acedido em 07 jan 2025].
- [38] C. Moraes, “Célula Fotovoltaica: Tudo que você precisa saber,” *Blog Eletrônica de Potência*, 05 mai 2020. [Online]. Available: <https://eletronicadepotencia.com/celula-fotovoltaica/>. [Acedido em 07 jan 2025].
- [39] P. Solar, “Placa solar monocristalinas e policristalinos: veja as diferenças,” 25 mar 2024. [Online]. Available: <https://www.portalsolar.com.br/placa-solar-monocristalinas>. [Acedido em 07 jan 2025].
- [40] Iberdrola, “Células fotovoltaicas: conheça sua evolução, seus diferentes tipos e as últimas inovações,” [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/inovacao/celulas-fotovoltaicas-fotoeletricas>. [Acedido em 07 jan 2025].
- [41] Y. Energia, “Módulos monocristalinos e policristalinos: o que você precisa saber?,” [Online]. Available: <http://www.yesenergiasolar.com.br/modulos-monocristalinos-e-policristalinos-o-que-voce-precisa-saber>. [Acedido em 07 jan 2025].
- [42] P. Solar, “Célula fotovoltaica: tudo o que você precisa saber,” 07 out 2021. [Online]. Available: <https://www.portalsolar.com.br/celula-fotovoltaica.html>. [Acedido em 07 jan 2025].
- [43] E. solar, “Células fotovoltaicas,” 19 jun 2012. [Online]. Available: <https://energiasolar2012.wordpress.com/celulas-fotovoltaicas/>. [Acedido em 07 jan 2025].
- [44] B.S.F.Lopes, “Desenvolvimento e licenciamento de projetos fotovoltaicos – Estágio Sunenergy,” Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, 2024. [Acedido em 07 jan 2025].
- [45] 2. A. d. M. I. e. E. Civil, “CARACTERÍSTICASEASSOCIAÇÕES,” [Online]. Available: <https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16961/1/M%C3%B3dulos%20e%20Associa%C3%A7%C3%B5es.pdf>. [Acedido em 15 jan 2025].


- [46] A. Solar, “Tipos de estruturas para painéis solares,” Alusín Solar, 06 out 2023. [Online]. Available: <https://alusinsolar.com/pt-pt/tipos-estructuras-paneles-solares/>. [Acedido em 31 jan 2025].
- [47] A. C. Araujo, “16 TIPOS DE TELHAS,” RR Arquitetura, 05 fev 2024. [Online]. Available: <https://www.rrarquiteturaereforma.com.br/single-post/16-tipos-de-telhas>. [Acedido em 31 jan 2025].
- [48] F. E. V. d. Rocha, “Sistemas Sustentáveis: Projeto e Instalação de Sistema Fotovoltaico – Estágio curricular na SunEnergy,” Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, 2024. [Acedido em 31 jan 2025].
- [49] L. Merlin, “Kit estrutura SUNFER FV coplanar telha 01V4 4MOD,” [Online]. Available: <https://www.leroymerlin.pt/produtos/kit-estrutura-sunfer-fv-coplanar-telha-01v4-4mod-91804539.html>. [Acedido em 31 jan 2025].
- [50] SolarShop, “Salva-telhas alumínio ajustável para fixação em telhados SUNFER S02.4,” [Online]. Available: <https://www.solarshop.pt/salva-telhas-aluminio-ajustavel-para-fixacao-em-telhados>. [Acedido em 31 jan 2025].
- [51] I. Portugal, “Estrutura 4 painéis Coplanar Vertical 35mm (Telhado, Lastro, Camada, Painel Sandwich),” [Online]. Available: <https://iluminashop.com/pt-pt/led-producto/material-eletrico/energia-solar-fotovoltaica/estructuras-para-painéis-solares/estructura-4-painéis-coplanar-vertical-35mm-telhado-lastro-camada-painel-sandwich/>. [Acedido em 31 jan 2025].
- [52] S. Energy, “Catálogo - estruturas,” [Online]. Available: <https://sunferenergy.com/pt/inicio-comecar/>. [Acedido em 03 fev 2025].
- [53] Solarbloc.es, “Coberturas e superfícies planas,” 29 abr 2019. [Online]. Available: <https://solarbloc.es/pt/coberturas-e-superfícies-planas/>. [Acedido em 03 fev 2025].
- [54] S. J. P. Independence, “Temperature effects on PV modules,” 31 jul 2017. [Online]. Available: https://www.sunwize.com/tech-notes/temperature-effects-on-pv-modules/?srsltid=AfmBOopYr3v8mP1IJT1i5A8wX4III6MbuoZsIYAprjIC_3LoKP6Y1mDT. [Acedido em 14 mai 2025].
- [55] CanalSolar, “Entendendo o efeito do sombreamento parcial em sistemas fotovoltaicos,” [Online]. Available: <https://canalsolar.com.br/efeito-do-sombras-sombreamento-parcial-sistemas-fv/>. [Acedido em 14 mai 2025].
- [56] D. N. Energia, “Diodo de bypass da caixa de junção PV para proteção de painéis solares,” Ds Novo Energia, 18 fev 2021. [Online]. Available: <https://pt.dsisolar.com/info/pv-junction-box-s-bypass-diode-for-solar-panel-54221809.html>. [Acedido em 18 jun 2025].
- [57] D. Queirós, “Inversor solar: o que é e como funciona?,” Otovo Blog Portugal, 26 set 2023. [Online]. Available: <https://www.otovo.pt/blog/sistemas-fotovoltaicos/inversor-solar-o-que-e-como-funciona/>. [Acedido em 08 jan 2025].
- [58] CanalSolar, “O que é um inversor solar híbrido?,” [Online]. Available: <https://canalsolar.com.br/o-que-e-um-inversor-solar-hibrido/>. [Acedido em 08 jan 2025].
- [59] P. Solar, “Inversor solar: o que é, como funciona e como escolher,” 23 mar 2023. [Online]. Available: <https://www.portalsolar.com.br/inversor-solar-o-que-e>. [Acedido em 09 jan 2025].
- [60] CanalSolar, “O que é um sistema on-grid?,” [Online]. Available: <https://canalsolar.com.br/o-que-e-um-sistema-on-grid/>. [Acedido em 09 jan 2025].

- [61] baoribeiro, “Sistema On Grid: O processo de produção de energia solar fotovoltaica,” [Online]. Available: <https://baoribeiro.com.br/sistema-de-energia-on-grid-como-funciona/>. [Acedido em 09 jan 2025].
- [62] M. Ribeiro, “O que é um micro inversor solar, como funciona e qual a diferença em comparação com o inversor solar?,” Green Solar - Energia Solar no Rio de Janeiro e Região, 10 nov 2022. [Online]. Available: <https://greensolar.com.br/2022/11/10/o-que-e-um-micro-inversor-solar-como-funciona-e-qual-a-diferenca-em-comparacao-com-o-inversor-solar/>. [Acedido em 21 fev 2025].
- [63] WEG, “O que é microinversor solar e como ele funciona,” [Online]. Available: <https://www.weg.net/solar/blog/o-que-e-microinversor-solar-e-como-ele-funciona/>. [Acedido em 21 fev 2025].
- [64] P. Solar, “Micro inversor solar grid tie: o que é e para que serve?,” 07 out 2021. [Online]. Available: <https://www.portalsolar.com.br/micro-inversor-solar-grid-tie.html>. [Acedido em 21 fev 2025].
- [65] D. Queirós, “Baterias para painéis solares: o que são e como funcionam,” Otovo Blog Portugal, 17 nov 2023. [Online]. Available: <https://www.otovo.pt/blog/sistemas-fotovoltaicos/baterias-para-paineis-solares/>. [Acedido em 09 jan 2025].
- [66] A. C. M. Duarte, “Dimensionamento de Sistemas de Energia Solar - Estágio na SunEnergy,” Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, 2023. [Acedido em 09 jan 2025].
- [67] Cepel, “Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos,” [Online]. Available: https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. [Acedido em 10 jan 2025].
- [68] M. I. Coelho, “Como escolher a bateria certa para o seu sistema solar,” Pplware, 25 jul 2023. [Online]. Available: <https://pplware.sapo.pt/motores/como-escolher-a-bateria-certa-para-o-seu-sistema-solar/>. [Acedido em 10 jan 2025].
- [69] S. e. T. A. -. S. Eletrônica, “Tipos de baterias,” [Online]. Available: <https://www.sta-eletronica.com.br/artigos/baterias-recarregaveis/baterias-recarregaveis-em-geral/tipos-de-baterias>. [Acedido em 10 jan 2025].
- [70] A. d. G. (. G. SA), “Batteries and supercapacitor cells for the fully electric vehicle,” em *Smart Systems Integration Conference*, Brussels, 2009. [Acedido em 10 jan 2025].
- [71] S. Power, “General introduction of working mode,” [Online]. Available: <https://kb.solaxpower.com/solution/detail/ff80808188eb4b9201891a3715d00284>. [Acedido em 10 jan 2025].
- [72] P. Solar, “Controlador de carga: o que é, qual a função, como funciona, tipos e quanto custa,” 18 out 2021. [Online]. Available: <https://www.portalsolar.com.br/controlador-de-carga>. [Acedido em 10 jan 25].
- [73] 6. E. Renováveis, “O que é o Controlador de Carga PWM?,” 04 out 2023. [Online]. Available: <https://60hz.com.br/o-que-e-o-controlador-de-carga-pwm/>. [Acedido em 10 jan 2025].
- [74] M. C. Solar, “Controladores de carga: Diferenças entre as tecnologias MPPT e PWM,” Minha Casa Solar, 30 out 2018. [Online]. Available: <http://blog.minhacasasolar.com.br/controladores-de-carga/>. [Acedido em 10 jan 2025].
- [75] T. M. Elektronik, “Controladores MPPT e PWM – sistemas fotovoltaicos monitorizados,” Tme.eu, 15 fev 2024. [Online]. Available: <https://www.tme.eu/pt/news/library->

- articles/page/57662/controladores-mppt-e-pwm-sistemas-fotovoltaicos-monitorizados/. [Acedido em 10 jan 2025].
- [76] E. Engenharia, “Proteção contra sobretensões transitórias e permanentes (DST),” [Online]. Available: <https://www.epmf.pt/servicos/descarregadores-de-sobretensoes/>. [Acedido em 13 jan 2025].
- [77] Hager, “Limit. sobret. 4P TNS/TT 8 kA SPB408D,” [Online]. Available: <https://hager.com/pt/catalogo/produto/spb408d-limit-sobret-4p-tns-tt-8-ka>. [Acedido em 13 jan 2025].
- [78] Mauser, “Limitador de sobretensão Tipo 2 para aplicações fotovoltaicas 1000V DC 40kA - Hager SPV340,” [Online]. Available: https://mauser.pt/catalog/product_info.php?products_id=302-3536. [Acedido em 13 jan 2025].
- [79] Goldenergy, “O que é um fusível?,” [Online]. Available: <https://goldenergy.pt/glossario/fusivel/>. [Acedido em 13 jan 2025].
- [80] SolarShop, “Corta-circuitos porta fusíveis Hager 1000V DC 30A unipolar,” [Online]. Available: <https://www.solarshop.pt/corta-circuitos-porta-fusiveis-hager-1000v-dc-30a-unipolar>. [Acedido em 13 jan 2025].
- [81] MarGirius, “Disjuntores. Entenda sua importância e saiba como funcionam,” MarGirius - Presença constante em sua vida, 24 nov 2021. [Online]. Available: <https://www.margirius.com.br/blog/disjuntores-entenda-sua-importancia-e-saiba-como-funcionam/>. [Acedido em 13 jan 2025].
- [82] Schneider, “Qual a diferença entre as curvas de funcionamento B , C e D dos disjuntores modulares,” [Online]. Available: <https://www.se.com/br/pt/faqs/FA332630/>. [Acedido em 13 jan 2025].
- [83] M. M. e. V. M. P. Completo, “Disjuntores - Conceitos #004,” Matheus Martim, [Online]. Available: <https://matheusmartim.blogspot.com/2017/03/disjuntores-conceitos-004.html>. [Acedido em 13 jan 2025].
- [84] Goldenergy, “Interruptor Diferencial,” [Online]. Available: <https://goldenergy.pt/glossario/interruptor-diferencial/>. [Acedido em 13 jan 2025].
- [85] Alex, “IDR O que é? para que serve ? e como funciona ?,” delta, 02 fev 2016. [Online]. Available: <https://deltautomacao.wixsite.com/delta/single-post/2016/02/02/idr-o-que-%C3%A9-para-que-serve-e-como-funciona>. [Acedido em 13 jan 2025].
- [86] P. Solar, “Monitoramento energia solar: tudo o que você precisa saber,” 01 nov 2021. [Online]. Available: <https://www.portalsolar.com.br/monitoramento-energia-solar>. [Acedido em 14 jan 2025].
- [87] E-REDES, “Contadores Inteligentes,” [Online]. Available: <https://www.e-redes.pt/pt-pt/transicao-energetica/contadores-inteligentes>. [Acedido em 14 jan 2025].
- [88] Senetic, “HUAWEI Smart Logger 3000A with MBUS,” [Online]. Available: <https://www.senetic.pt/product/SL3APLC>. [Acedido em 14 jan 2025].
- [89] 1. s. n. 1. Diário da República, “Decreto-Lei n.º 162/2019,” 9 jul 2019. [Acedido em 14 jan 2025].
- [90] Ecosist, “Contador de Energia Itron SL7000,” [Online]. Available: <https://loja.ecosist.net/contador-de-energia-itron-sl7000.html>. [Acedido em 14 jan 2025].

- [91] Coeptum, “Estação meteorológica Seven Sensor compatível com Solax Power,” Coeptum, 26 mai 2023. [Online]. Available: <https://coeptum.pt/estacao-meteorologica-seven-sensor/>. [Acedido em 14 jan 2025].
- [92] D. d. República, “MINISTÉRIO DA ECONOMIA E DA INOVAÇÃO, Portaria n.º 949-A/2006.,” RTIEBT- Regras Técnicas das Instalações Eléctricas de Baixa Tensão, 11 set 2006. [Online]. [Acedido em 29 jun 2025].
- [93] V. P. -. O. P. d. M. Eléctrico, “Eletrotecnia Básica: Protecção contra Sobreintensidades — Sobrecargas,” 31 jan 2018. [Online]. Available: <https://www.voltimum.pt/artigos/licoes-de-electricidade/eletrotecnia-4>. [Acedido em 29 jun 2025].
- [94] L. Fost Solar (Xiamen) New Energy Co., “Floating Solar System Technical Catalog,” 2023. [Acedido em 01 jul 2025].
- [95] L. Fost Solar (Xiamen) New Energy Co., “Construction of anchoring on shore by using ground screw,” 2023. [Acedido em 01 jul 2025].
- [96] L. Fost Solar (Xiamen) New Energy Co., “Installation and Operation Manual for the Floating System-BC008F,” 2023. [Acedido em 01 jul 2025].

ANEXO 1 – ESTUDO DE CASO Nº1: RISEN ENERGY RSM110-8-530M-550M













TITAN
HIGH PERFORMANCE
MONOCRYSTALLINE PERC MODULE


G5.6

RSM110-8-530M-550M

110 CELL Mono PERC Module	530-550Wp Power Output Range
1500VDC Maximum System Voltage	21.0% Maximum Efficiency


KEY SALIENT FEATURES

-  **Global, Tier 1 bankable brand**, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
-  **Industry leading lowest thermal co-efficient of power**
-  **Industry leading 12 years product warranty**
-  **Excellent low irradiance performance**
-  **Excellent PID resistance**
-  **Positive tight power tolerance**
-  **Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product**
-  **Module Imp binning radically reduces string mismatch losses**
-  **Warranted reliability and stringent quality assurances well beyond certified requirements**
-  **Certified to withstand severe environmental conditions**
 - **Anti-reflective & anti-soiling surface** minimise power loss from dirt and dust
 - **Severe salt mist, ammonia & blown sand resistance**, for seaside, farm and desert environments
 - **Excellent mechanical resistance:** wind load 2400Pa & snow load 5400Pa



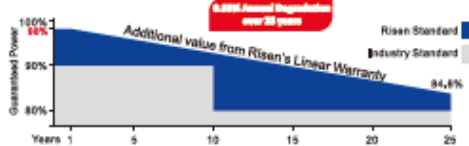
RISEN ENERGY CO., LTD.
Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

Tashen Industry Zone, Meilin, Ninghai 315809, Ningbo | PRC
Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599
E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

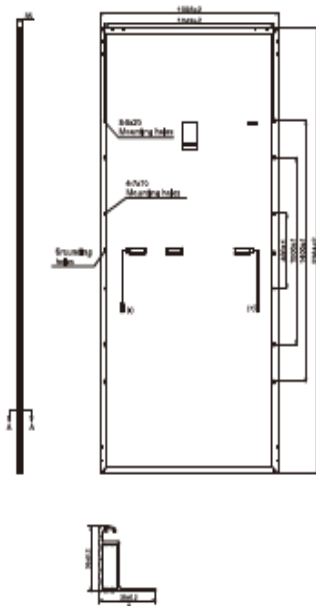
12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty



★ Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd.

THE POWER OF RISING VALUE

Dimensions of PV Module unit: mm



ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM110-8-530M	RSM110-8-535M	RSM110-8-540M	RSM110-8-545M	RSM110-8-550M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage-Voc(V)	37,38	37,58	37,78	38,02	38,24
Short Circuit Current-Isc(A)	18,08	18,13	18,18	18,23	18,28
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	31,06	31,26	31,46	31,66	31,86
Maximum Power Current-Imp(A)	17,07	17,12	17,17	17,22	17,27
Module Efficiency (%) *	20,3	20,5	20,7	20,9	21,0

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
 * Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

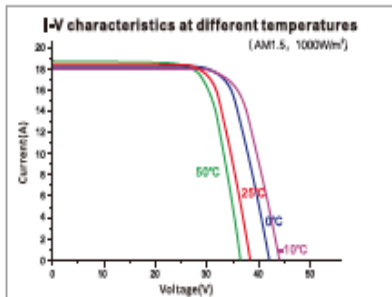
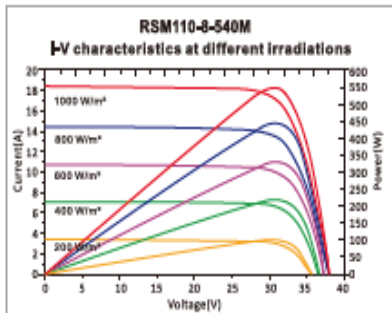
ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM110-8-530M	RSM110-8-535M	RSM110-8-540M	RSM110-8-545M	RSM110-8-550M
Maximum Power-Pmax (Wp)	401,5	405,3	409,0	412,8	416,7
Open Circuit Voltage-Voc (V)	34,76	34,95	35,14	35,36	35,56
Short Circuit Current-Isc (A)	14,83	14,87	14,91	14,95	14,99
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	28,82	29,01	29,19	29,38	29,57
Maximum Power Current-Imp (A)	13,93	13,97	14,01	14,05	14,09

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	110 cells (5×11+5×11)
Module dimensions	2384×1096×35mm
Weight	29kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm² (12AWG), Positive(+)-350mm, Negative(-)-350mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinseal PV-SY02, IP68



Our Partners:

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0,25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0,04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0,34%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	30A
Limiting Reverse Current	30A

PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	620
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	20
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	2401×1115×1235
Box gross weight[kg]	950

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.
 ©2021 Risen Energy. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

THE POWER OF RISING VALUE

ANEXO 2 – ESTUDO DE CASO Nº1: HUAWEI SUN2000-50KTL-M3

SUN2000-50KTL-M3
Smart PV Controller



Higher Yields

Up to 30% More Energy
with Optimizer



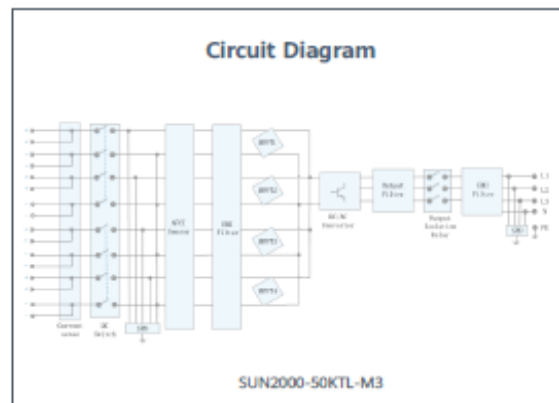
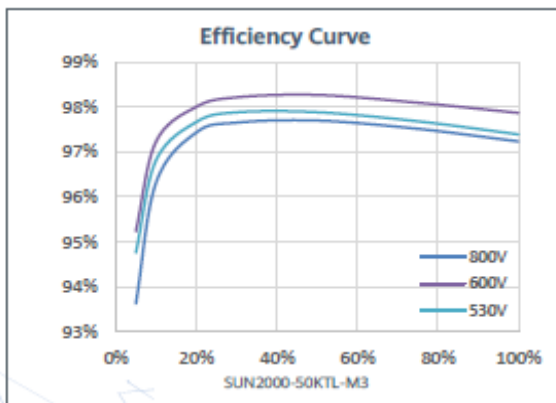
Active Safety

AI Powered
Active Arcing Protection



Flexible Communication

WLAN, Fast Ethernet, 4G
Communication Supported



SUN2000-50KTL-M3
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-50KTL-M3
Efficiency	
Max. Efficiency	98.5%
European Efficiency	98.0%
Input	
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Current per Input	20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V – 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
Output	
Rated AC Active Power	50,000 W
Max. AC Apparent Power	55,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	55,000 W
Rated Output Voltage	400 Vac / 480 Vac, 3W+(N) + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	72.2 A @ 400Vac, 60.1 A @ 480Vac
Max. Output Current	79.8 A @ 400Vac, 66.5 A @ 480Vac
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-Islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Yes
Ripple Receiver Control	Yes
Integrated PID Recovery ³	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (Isolation Transformer required)
Optimizer Compatibility	
DC MBUS Compatible Optimizer	MERC-1100/1300W-P
General Data	
Dimensions (W x H x D)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Weight (with mounting plate)	49 kg (108.1 lb)
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C (-13°F – 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0% RH – 100% RH
DC Connector	Amphenol HH4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	≤ 5.5W
Standard Compliance (more available upon request)	
Safety	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, DEWA

1. The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
 2. Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.
 3. SUN2000-50KTL-M3 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include P-type (mono, poly), N-type (bPERC, HJT).
 4. 50KTL Platform only supports CAI Optimizer(MERC-1100/1300W-P). The current version does not support this function and it can be upgraded to optimizer version via new inverter software version(Dec 30th, 2022).
 Refer to [HTTP://holat.huawei.com/](http://holat.huawei.com/)

ANEXO 3 – ESTUDO DE CASO Nº2: RISEN ENERGY RSM108-10-435-460BNDG



n-type TOPCon

HIGH PERFORMANCE DUAL GLASS MODULE

RSM108-10-435-460BNDG



The module picture is for reference only

435-460 _{Wp}

Power Output Range

22.5 %

Maximum Efficiency

0~+3 %

Positive power tolerance

1500 _{VDC}

Maximum System Voltage

KEY FEATURES

- Perfect for residential scenario application
- Excellent power generation
- Excellent anti-LID & anti-PID performance
- Excellent temperature coefficient (Pmax): -0.29%/°C
- Excellent weak-light performance
- Excellent warranty assurance

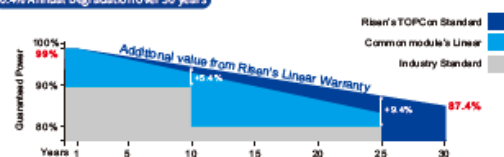


* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Risen Energy sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

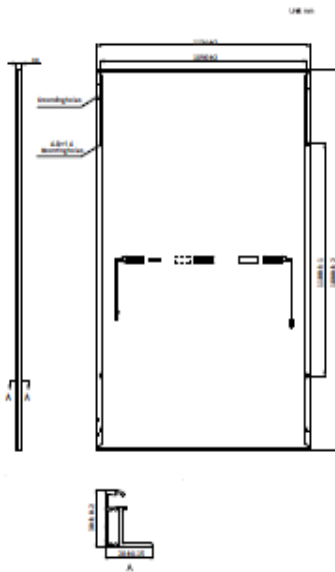
15 years Product Warranty / 30 years Linear Power Warranty

0.4% Annual Degradation over 30 years



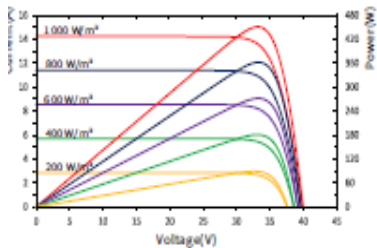
* Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd

Dimensions of PV Module

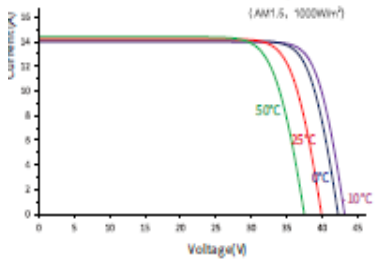


RSM108-10-450BNDG

I-V characteristics at different irradiances



I-V characteristics at different temperatures



PACKAGING CONFIGURATION

	40ft (HQ)	20ft
Number of module per container	864	216
Number of modules per pallet	36	36
Number of pallets per container	24	6
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1820 X 1134 X 1260	
Box gross weight(kg)	950	

ELECTRICAL DATA (STC)

Model Type	RSM108-10-435-460 BNDG					
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	435	440	445	450	455	460
Open Circuit Voltage-Voc(V)	39.31	39.51	39.71	39.91	40.11	40.30
Short Circuit Current-Isc(A)	14.04	14.11	14.18	14.25	14.32	14.39
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	32.45	32.66	32.87	33.08	33.29	33.49
Maximum Power Current-Imp(A)	13.41	13.48	13.55	13.63	13.69	13.76
Module Efficiency (%) *	21.3	21.6	21.8	22.1	22.3	22.5

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

*Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Type	RSM108-10-435-460 BNDG					
Maximum Power Pmax (Wp)	329.5	333.4	337.3	341.4	345.1	349.0
Open Circuit Voltage-Voc (V)	36.56	36.74	36.93	37.12	37.30	37.48
Short Circuit Current-Isc (A)	11.51	11.57	11.63	11.69	11.74	11.80
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	30.11	30.31	30.50	30.70	30.89	31.08
Maximum Power Current-Imp (A)	10.94	11.00	11.06	11.12	11.17	11.23

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	n-type TOPCon
Cell configuration	108 cells (6×9+6×9)
Module dimensions	1800×1134×30mm
Weight	25kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, AR Coated Heat Strengthened Glass
Substrate	Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy, Black
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² , Positive(+) 1200mm, Negative(-) 1200mm (Connector Included), or customized length
Connector	Risen Twinseal PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C ± 2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.046%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.29%/°C
Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	30A
Limiting Reverse Current	30A



RISEN ENERGY CO., LTD.

Tashan Industry Zone, Meilin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC

Tel: +86-574-59953239

Fax: +86-574-59953599

E-mail: marketing@risenenergy.com

THE POWER OF RISING VALUE

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2024 Risen Energy. All rights reserved. Contents included in this data sheet are subject to change without notice. No special undertaking or warranty for the suitability of special purpose or being installed in extraordinary surroundings is granted unless as otherwise specifically committed by manufacturer in contract document.

ANEXO 4 – ESTUDO DE CASO Nº2: HUAWEI SUN2000-100KTL-M2

SUN2000-100KTL-M2
Smart PV Controller



10
MPP Trackers



98.8% (@480V)
Max. Efficiency



String-level
Management



Smart I-V Curve Diagnosis
Supported



MBUS
Supported



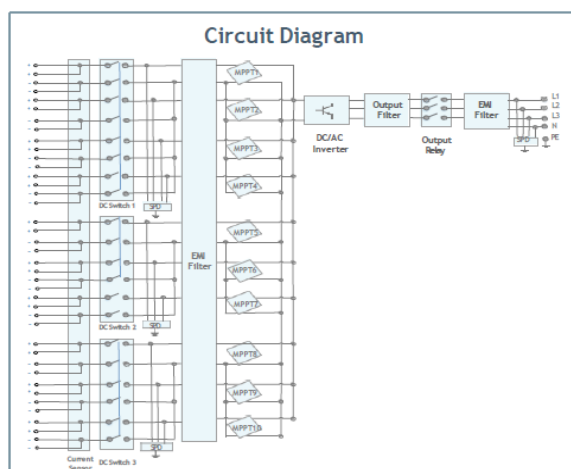
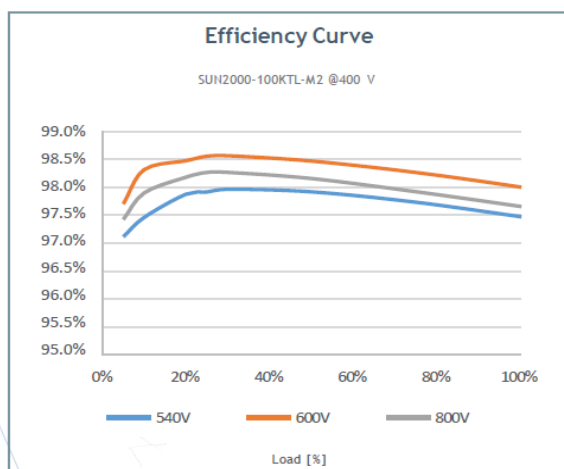
Support AFCI &
Smart String Level
Disconnecter



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection



SUN2000-100KTL-M2
Technical Specification

Technical Specification		SUN2000-100KTL-M2
Efficiency		
Max. efficiency		98.6% @ 400 V, 98.8% @ 480 V
European efficiency		98.4% @ 400 V, 98.6% @ 480 V
Input		
Max. Input Voltage ¹		1,100 V
Max. Current per MPPT		30 A
Max. Current per Input ²		20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT		40 A
Start Voltage		200 V
MPPT Operating Voltage Range ³		200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage		600 V @ 400 Vac, 720 V @ 480 Vac
Number of MPP trackers		10
Max. input number per MPP tracker		2
Output		
Nominal AC Active Power		100,000 W
Max. AC Apparent Power		110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)		110,000 W
Nominal Output Voltage		380 V / 400 V / 480 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current		144.4 A @ 400 V, 120.3 A @ 480 V
Max. Output Current		160.4 A @ 400 V, 133.7 A @ 480 V
Adjustable Power Factor Range		0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion		< 3%
Protection		
Input-side Disconnection Device		Yes
Anti-islanding Protection		Yes
AC Overcurrent Protection		Yes
DC Reverse-polarity Protection		Yes
PV-array String Fault Monitoring		Yes
DC Surge Arrester		Type II
AC Surge Arrester		Type II
DC Insulation Resistance Detection		Yes
Residual Current Monitoring Unit		Yes
Arc Fault Protection		Yes
Smart String Level Disconnect		Yes
Communication		
Display		LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS-485		Yes
USB		Yes
Smart Dongle-4G		Smart Dongle - 4G / WLAN (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)		Yes (isolation transformer required)
General Data		
Dimensions (W x H x D)		1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)		93 kg
Operating Temperature Range		-25°C ~ 60°C
Cooling Method		Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude		4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity		0 ~ 100%
DC Connector		Amphenol Helios H4
AC Connector		Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree		IP66
Topology		Transformerless
Nighttime Power Consumption		< 3.5 W
Standard Compliance (more available upon request)		
Certificate		EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards		VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

¹ The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
² Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.
³ Single-string access.



**Instituto Superior
de Engenharia**

Politécnico de Coimbra